



Développement d'un système de supervision, d'acquisition et de transfert de données d'un système hybride de production électrique

Mémoire présenté dans le cadre du programme de maîtrise en Ingénierie

En vue de l'obtention du grade de maître en génie

PAR

© **Raied Debibi**

Août 2016

Composition du jury :

Abderrazak El-Ouafi, président du jury, UQAR

Adrian Ilinca, directeur de recherche, UQAR

Hussein Ibrahim, codirecteur de recherche, TechnoCentre éolien, UQAR

Karim Belmokhtar, examinateur externe, TechnoCentre éolien

Dépôt initial le 10 août 2016

Dépôt final le 18 Octobre 2016

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI
Service de la bibliothèque

Avertissement

La diffusion de ce mémoire ou de cette thèse se fait dans le respect des droits de son auteur, qui a signé le formulaire « *Autorisation de reproduire et de diffuser un rapport, un mémoire ou une thèse* ». En signant ce formulaire, l'auteur concède à l'Université du Québec à Rimouski une licence non exclusive d'utilisation et de publication de la totalité ou d'une partie importante de son travail de recherche pour des fins pédagogiques et non commerciales. Plus précisément, l'auteur autorise l'Université du Québec à Rimouski à reproduire, diffuser, prêter, distribuer ou vendre des copies de son travail de recherche à des fins non commerciales sur quelque support que ce soit, y compris l'Internet. Cette licence et cette autorisation n'entraînent pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits moraux ni à ses droits de propriété intellectuelle. Sauf entente contraire, l'auteur conserve la liberté de diffuser et de commercialiser ou non ce travail dont il possède un exemplaire.

REMERCIEMENTS

Au terme de ce projet de recherche, je dédie mes remerciements les plus sincères à tous ceux et celles qui m'ont formé, conseillé, aidé et soutenu pour aboutir à ces travaux.

Je tiens à remercier Monsieur Adrian Ilinca, le directeur du laboratoire de recherche en énergie éolienne à l'UQAR, pour la confiance qu'il a témoignée en m'acceptant au sein de son groupe de recherche. Son suivi, sa patience, son jugement, sa rigueur scientifique et ses nombreuses idées ont été essentiels et inestimables à ma progression personnelle et académique. Par la même occasion, mes vifs remerciements sont dédiés à mon codirecteur, Monsieur Hussein Ibrahim, le directeur de recherche au TechnoCentre éolien (TCE) à Gaspé, pour m'avoir accueilli dans son centre de recherche, pour son assistance tout au long la maîtrise, pour son écoute, sa gentillesse, son grand cœur, ses conseils, sa sympathie et ses encouragements qui n'ont fait que me forcer à garder le cap sur les objectifs prévus.

Je tiens à remercier également tout le groupe du TechnoCentre éolien, et tout particulièrement Karim Belmokhtar et Zoé Feger pour leur assistance tout au long des expérimentations.

Aussi, je tiens à nommer en particulier Monsieur Daniel Rousse, pour son aide financière tout au long ma maîtrise.

La famille et les amis sont indispensables lors d'un travail comme celui-ci. Un merci tout spécial à mes parents pour leur soutien infini, leur support qui m'a encouragé trop de continuer à atteindre mes objectifs, leur bonne humeur, leur patience durant toutes mes années d'études et leurs conseils inestimables lorsque j'en ressentais le besoin. Je tiens à remercier aussi mes deux sœurs pour leurs encouragements infinis pour moi.

Merci à tous mes collègues pour l'aide constante qu'ils ont apportée en particulier Sihem BenHamed, Nicolas Martinez, Hakim Chabour et Anis Ben Arfi.

Enfin, j'exprime ma gratitude aux membres de Jury qui ont accepté d'évaluer ce travail.

RÉSUMÉ

De nos jours, l'utilisation du microréseau qui se base sur l'utilisation des systèmes hybrides pour électrifier les sites isolés a commencé à se multiplier dans le monde. Dans ce contexte, le but de ce projet de recherche est de développer un système de supervision et d'acquisition des données SCADA pour un site isolé électrifié par un système hybride (éolien-diesel-solaire) avec stockage d'énergie. Ce travail consiste à développer une architecture de supervision optimale qui génère plusieurs profits économiques et techniques. En plus, dans ce projet une application SCADA a été développée dans un but d'assurer une commande à distance des équipements et d'offrir plus de sécurité aux utilisateurs de l'installation. Aussi, ce travail montre la nécessité d'utiliser un système d'archivage des données qui permet de stocker les paramètres afin de réaliser différentes analyses, qui ont pour objectifs l'amélioration du système et de faciliter la compréhension du comportement de certains équipements.

Pour atteindre ces objectifs, ce travail a abordé le sujet des sites isolés au Canada et au Québec, ainsi, leur problématique en matière l'alimentation en électricité a été étudiée. La présente étude a été décomposée en trois parties : premièrement, une revue sur les systèmes SCADA a été réalisée. Deuxièmement, étudié les protocoles de communication ont été étudiés ainsi que les principaux instruments de mesure. Enfin, une présentation des logiciels complémentaires au système SCADA a été effectuée.

Ainsi, une architecture de communication client/serveur du système SCADA a été proposée et basée sur l'utilisation du serveur OPC. Cette architecture est la plus avancée dans le monde des systèmes de supervision et de contrôle. De plus, le présent travail montre que cette architecture se caractérise par une rapidité d'installation et qu'elle génère plus de rentabilité et des avantages technico-économiques. Aussi, des interfaces graphiques ont été développées qui ont pour objectif de répondre aux différentes fonctionnalités du système SCADA.

Une validation expérimentale de l'application a été effectuée dans le microréseau du TechnoCentre éolien. Les résultats expérimentaux générés par les essais ont démontré que l'implantation d'un système SCADA dans un microréseau est devenue une nécessité primordiale grâce aux avantages que ce système offre en matière de suivi et d'amélioration des performances des systèmes énergétiques.

En conclusion, l'originalité de ce projet réside d'une part sur la confirmation de l'architecture du système SCADA basée sur le serveur OPC et d'autre part sur la validation d'une partie de l'application dans un microréseau réel. La finalité de ce projet est de

x

montrer que ces systèmes présentent un outil nécessaire pour améliorer la gestion d'un microréseau.

Mots clés : SCADA, Microréseau, énergie renouvelable, Système hybride, protocoles de communication

ABSTRACT

Nowadays, the use of microgrid based on hybrid systems to electrify isolated sites is steadily rising in the world. In this context the aim of this research project is to develop a supervisory control and data acquisition system SCADA for an isolated site electrified by a hybrid system (wind-PV-diesel) with energy storage. This work aims to develop an optimal architecture that generates a number of economic and technical benefits. In addition, in this project a Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) application was developed intended to provide the remote control of equipment and to provide more security for SCADA users. Moreover, this work shows the necessity for using a data archiving system that allows for several analyses in order to improve the function of the system and to facilitate the understanding of some equipment.

To achieve these goals, a study about isolated sites in Canada, with a focus on Quebec, emphasizing the problems in terms of power production. Subsequently, a review of SCADA systems, some necessary instruments of measuring required to ensure the functionality of SCADA systems has been developed; communication tools between them require the use of communication protocols. Hence, a review of the communication protocols was carried out to support the choice of communication protocols between the major components and SCADA system.

In this work, we proposed architecture of communication of SCADA system, the architecture consists of main elements, as the communication protocols necessary to ensure good communication between the different elements of the SCADA system were identified. The selected architecture of SCADA system is based on an architecture that uses an (OLE for Process Control) OPC server. Nowadays, this architecture is the most advanced in the world of supervisory and control systems, as shown in this report, it presents a number of advantages as a speed of installation, generates higher gain and profit. After, graphical interfaces have been developed which aim to meet the various features of the SCADA system.

Finally, an experimental validation of the designed application was successfully tested in the real-scale microgrid of the TechnoCentre éolien. The experimental results generated by the designed application demonstrated that the implantation of a SCADA system in a microgrid in a remote site became a prime necessity. This will engender multiple benefits that this system can offer in terms of monitoring and process, improvement of global performance by analyzing the different data collected in a database.

In conclusion, the originality of this project lies in part on the validation of a general structure based on the OPC server and in the validation of part of the developed application in a real-scale microgrid. Also, this work shows that these systems are a necessary tool to improve the management of a microgrid in isolated sites.

Keywords: SCADA, Microgrid, Renewable Energy, Hybrid system, Protocols of communication

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS.....	vii
RÉSUMÉ	ix
TABLE DES MATIÈRES	xiii
LISTE DES TABLEAUX	xix
LISTE DES FIGURES	xxi
LISTE DES ABRÉVIATIONS, DES SIGLES ET DES ACRONYMES	xxv
INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
CHAPITRE 1 Introduction	3
1.1 CONTEXTE GENERAL DU PROJET	3
1.1.1 Les sites isolés au Canada et au Québec	3
1.1.2 Les électrifications des sites miniers.....	5
1.1.3 Problématique énergétique des sites miniers et isolés au Québec	7
1.1.4 Les problèmes de production d’électricité par le diesel.....	8
1.1.5 Solution énergétique envisagée.....	10
1.2 UTILISATION DES SYSTEMES HYBRIDES DE PRODUCTION D’ENERGIE.....	11
1.2.1 Système hybride de production d’énergie avec stockage	12
1.2.2 Système hybride éolien-photovoltaïque-diesel-stockage (SHEPVDS)	12
1.2.3 Les composants d’un système hybride éolien-solaire-diesel avec stockage.....	14
1.3 OBJECTIFS	25
1.3.1 Objectif principal	25
1.3.2 Objectif secondaire	26

1.4	METHODOLOGIE	26
1.5	STRUCTURE DU MEMOIRE	27
CHAPITRE 2 État de l'art dU systÈme scada		29
2.1	INTRODUCTION	29
2.2	EMPLACEMENT DU SCADA DANS LA PYRAMIDE D'AUTOMATISATION INDUSTRIELLE.....	29
2.3	SYSTEME SCADA EN GENERALE	31
2.4	LES COMPOSANTS D'UN SYSTEME SCADA	32
2.4.1	SCADA pour l'automatisation et le contrôle	32
2.4.2	Archivage des données	33
2.4.3	Gestion d'alarme	33
2.4.4	Interface homme-machine IHM	34
2.5	ÉVOLUTION DE L'ARCHITECTURE SCADA.....	34
2.5.1	Système SCADA monolithique.....	34
2.5.2	Système SCADA distribué.....	35
2.5.3	Le système SCADA en réseau	36
2.5.4	Système SCADA appliquant le principe de l'informatique du nuage	37
2.6	LES ARCHITECTURES DU PROTOCOLE DE COMMUNICATION	38
2.6.1	Modèle OSI	38
2.6.2	Architecture de performance améliorée (EPA).....	40
2.7	LES PROTOCOLES DE COMMUNICATION D'UN SYSTEME SCADA :.....	40
2.7.1	Modbus	41
2.7.2	Modbus RTU	41
2.7.3	Modbus ASCII	42
2.7.4	Modbus TCP/IP	43
2.7.5	Modbus Plus.....	43
2.7.6	Profibus	44
2.7.7	PROFINet.....	45
2.7.8	DNP3	47

2.7.9	IEC60870-5	47
2.7.10	DF1	47
2.7.11	Protocole DH/DH+/DH-485	48
2.8	LES LOGICIELS SCADA	48
2.8.1	Revue sur les logiciels SCADA commerciale dans le marché	49
2.8.2	Choix de logiciel SCADA à utiliser.....	52
2.9	DESCRIPTION DE LOGICIEL CIMPLICITY:.....	52
2.9.1	Environnement de programmation de CIMPLICITY	53
2.9.2	Programmation d'un projet CIMPLICITY	54
2.10	CONCLUSION.....	57
CHAPITRE 3 Modélisation Et Conception du système SCADA pour l'architecture Électrique choisie.....		58
3.1	INTRODUCTION	58
3.2	PRESENTATION DE LA CONFIGURATION A SUPERVISER.....	58
3.3	LES PRINCIPAUX ELEMENTS D'UN SYSTEME DE SUPERVISION.....	61
3.3.1	Automate programmable	61
3.3.2	Modules d'entrées sorties (E/S).....	67
3.3.3	Les capteurs ou les détecteurs.....	67
3.3.4	Les préactionneurs	68
3.3.5	Les Actionneurs	68
3.3.6	Les centrales de mesure	69
3.3.7	Les contrôleurs des deux génératrices Diesel	69
3.3.8	Vue globale du système	70
3.4	IDENTIFICATION DE L'INSTALLATION ELECTRIQUE DE SUPERVISION	71
3.5	CHOIX DE LA BASE DE DONNEES	72
3.6	ARCHITECTURE DU SYSTEME SCADA	75
3.6.1	Serveur DDE (Échange dynamique de données).....	76
3.6.2	Serveur OPC (Échange dynamique de données)	76
3.6.3	Avantage de serveur OPC.....	78

3.6.4	Choix de type de serveur	79
3.6.5	L'état des données dans l'OPC	79
3.7	LES LOGICIELS UTILISES POUR ASSURER LE FONCTIONNEMENT DU SYSTEME	
	SCADA.....	80
3.7.1	Logiciel IGS configuration.....	80
3.7.2	Logiciel SQL Serveur.....	82
3.8	CHOIX DE PROTOCOLES DE COMMUNICATION	83
3.8.1	Choix de protocoles de communication entre l'automate et le serveur	
	SCADA	83
3.8.2	Choix de protocoles de communication pour communiquer les centrales	
	de mesure PM1000 et le serveur SCADA.....	86
3.9	SCADA LOCAL ET SCADA ÉLOIGNEE	86
3.9.1	Conception matérielle du système SCADA	86
3.9.2	Le système de communication du SCADA proposée	89
3.10	CONCLUSION	90
CHAPITRE 4 Développement et validation de l'application SCADA conçue POUR		
LE système DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE.....		91
4.1	INTRODUCTION.....	91
4.2	DEVELOPPEMENT DU SYSTEME (INTERFACE, PROGRAMMATION, LES ALERTES...)	91
4.2.1	Les synoptiques et les écrans de l'IHM.....	91
4.2.2	Gestion des utilisateurs.....	93
4.2.3	Écran d'accueil	94
4.2.4	Écran météo et localisation.....	95
4.2.5	Écran SCADA	96
4.2.6	Écran unifilaire	97
4.2.7	Écran Alarme.....	101
4.2.8	Écran de production et de consommation	103
4.3	VALIDATION EXPERIMENTALE DE L'APPLICATION SCADA.....	104
4.3.1	Présentation d'environnement du test (le microréseau TCE).....	104

4.3.2	Méthodologie	104
4.3.3	Résultats et analyses	105
4.4	CONCLUSION.....	120
CONCLUSION GÉNÉRALE.....		121
Annexe		124
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....		131

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Méthode de communication entre le maitre et l'esclave en utilisant le Modbus	42
Tableau 2 : Revue des logiciels SCADA	49
Tableau 3 : Les équipements à superviser [1].....	59
Tableau 4 : Avantages et inconvénients de topologie en étoile.....	64
Tableau 5 : Les avantages et les inconvénients de topologie en anneau.....	65
Tableau 6 : Quantification des instruments.....	71
Tableau 7 : Comparaison entre les outils d'archivage des données.....	72
Tableau 8 : Les statuts de qualité de l'OPC.....	80
Tableau 9 : Les alarmes conçues.....	102
Tableau 10 : Alarme de sous-fréquence.....	111
Tableau 11 : Alarme de sous-tension et surtension.....	112
Tableau 12 : Exemple d'alarmes causées par une surtension ou sous-tension du générateur diesel.....	114
Tableau 13 : Les alarmes de tension archivées dans la base de données.....	116
Tableau 14 : Les alarmes de tension qui ne provoquent pas l'arrêt du MGSET.....	116
Tableau 15 : Alarme de fréquence.....	118

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Les collectivités éloignées hors réseau au Canada [6]	4
Figure 2: Communautés éloignées au nord du Québec source Hydro-Québec et compilation KPMG-SECOR [7].....	4
Figure 3: Les grappes de l'industrie minière canadienne [8]	5
Figure 4: PIB du secteur minier au nord du Québec en M\$ et taux de croissance annuel composé en % [7].....	6
Figure 5: Demande potentielle de diesel au nord de Québec 2015-2025 en ML [7].....	8
Figure 6: Consommations des groupes diesel ZA40S à Cap-aux-Meules [14].....	9
Figure 7 : Système hybride de type SHEPVDS [26]	13
Figure 8 Cellule photovoltaïque [27].....	14
Figure 9 Carte thermique du Canada et de l'Allemagne [30].....	15
Figure 10 Capacité des installations PV pour les différents scénarios proposés [30]	17
Figure 11 Capacité éolienne installée dans le monde [36]	18
Figure 12 Puissances éoliennes installées dans les pays de 2013 à 2014 [37]	18
Figure 13 Génératrice diesel VariGen 50kW/63kVA de TechnoCentre éolien [37].....	20
Figure 14 Chaîne de conversion de l'énergie nécessaire pour le stockage [11].....	21
Figure 15 Niveaux de maturité technologique des différents moyens de stockage d'électricité [39].....	22
Figure 16 : Schéma de principe d'une installation de stockage à air comprimé [37]	24
Figure 17 Pyramide d'automatisation industrielle [50].....	30

Figure 18 Organisation logicielle de superviseur [55]	32
Figure 19 Architecture monolithique [59]	35
Figure 20 Architecture distribuée [59]	36
Figure 21 Architecture en réseau [59]	37
Figure 22 Architecture en Internet d'objets [60]	38
Figure 23 les couches de modèle OSI [62]	39
Figure 24 Les couches de modèle EPA [62]	40
Figure 25 Représentation d'un protocole Modbus de base	41
Figure 26 Utilisations de protocole Profibus/ Profinet dans l'architecture industrielle [70]	46
Figure 27 Architecture Client/serveur	53
Figure 28 Fenêtre de Workbench de CIMPLICITY	54
Figure 29 Gestionnaire des utilisateurs CIMPLICITY	57
Figure 30 Configurations de système d'alimentation à superviser [89]	59
Figure 31 Automate programmable modulaire [90]	61
Figure 32 Fonctionnements cycliques d'un API [81]	62
Figure 33 Topologie en étoile [90]	64
Figure 34 : Topologies en anneau [90]	65
Figure 35 Réseau hiérarchisé [90]	66
Figure 36 : centrale de mesure PM1000 [95]	69
Figure 37 : Contrôleur ComAp [96]	70
Figure 38 : Architecture globale	70

Figure 39 Liaison du projet CIMPLICITY avec SQL serveur	75
Figure 40 Architecture basée sur liaison DDE [102].....	76
Figure 41 : Communications avec l'OPC [104]	77
Figure 42 Architecture basée sur la méthode OPC [103]	77
Figure 43 Périodes d'implémentation du projet [104].....	78
Figure 44 Coût de projet [104]	79
Figure 45 Imprime écran de configuration OPC	81
Figure 46 la base de données SQL Serveur	83
Figure 47 Les données réelles [106].....	84
Figure 48 Supervision des données en temps à l'aide de protocole de Modbus [106]	85
Figure 49 Supervision en temps réel à l'aide de protocole DNP3 [106].....	85
Figure 50 : Conceptions matérielles du système SCADA.....	88
Figure 51 : Architecture globale de système de communication des différents équipements [107].....	89
Figure 52 : Les différents écrans de l'IHM mise en place	92
Figure 53 : Écran d'identification de l'utilisateur	93
Figure 54 : Écran d'accueil	95
Figure 55 : Écran météo et localisation	96
Figure 56 : Écran SCADA.....	97
Figure 57 : Écran unifilaire.....	98
Figure 58 : Écrans de commande de la charge	99
Figure 59 : Page de commande des contacteurs	99

Figure 60 : Écrans de commande de la génératrice.....	100
Figure 61 : Écran des données PM1000.....	101
Figure 62 : Page d'alarme	102
Figure 63 : Écran des courbes	104
Figure 64 : Comportement du MGSET et du banc de charge.....	106
Figure 65 : Variations de puissance active des différents équipements.....	107
Figure 66 : Variation de la puissance active des différents équipements.....	108
Figure 67 : Variation des courants	109
Figure 68 : Distributions équitables de puissance.....	110
Figure 69 : Courbe de la génératrice diesel.....	113
Figure 70 : Variations de puissance de diesel	115
Figure 71 : Variations de la tension du MGSET	117
Figure 72 : Courbe de fréquence du MGSET	119

LISTE DES ABRÉVIATIONS, DES SIGLES ET DES ACRONYMES

SCADA	Supervisory control and data acquisition.
SHEPVDS	Système hybride éolien-photovoltaïque-diesel-stockage.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Le territoire Canadien est vaste, il présente la deuxième grande surface au monde après la Russie et il se caractérise par une faible densité démographique. Cette inéquation a généré l'apparition de plusieurs sites isolés. Le grand défi à relever est d'assurer l'alimentation de ces sites en électricité.

Dans la littérature, un certain nombre d'études de cas concernant l'électrification des sites isolés par des systèmes hybrides basés sur l'utilisation des sources d'énergies renouvelables et non renouvelables ont présenté une solution prometteuse regroupant plusieurs axes notamment la flexibilité, la disponibilité et une installation à faible coût. Ce système d'alimentation se résume plus facilement avec le terme microréseau. Ces derniers présentent plusieurs contraintes et beaucoup de problèmes techniques, en l'occurrence des difficultés en termes de gestion et de sécurité. La solution proposée dans ce mémoire se base sur l'utilisation d'un système SCADA afin de réduire ces contraintes pour améliorer l'efficacité et la rentabilité du système.

Dans ce contexte, le travail de recherche présenté se focalise sur le développement d'un système SCADA pour une architecture électrique, qui est l'œuvre d'un chercheur (en post-doctorat) Miloud Rezkallah dans le cadre d'un grand projet financé par le FRQNT (Fonds de recherche du Québec – Nature et technologies) visant à proposer une solution originale pour améliorer l'électrification du camp minier Esker, situé au nord du Québec. La solution proposée, basée sur un système hybride d'énergie, a pour but de réduire la consommation du carburant lourd pour une architecture qui utilise seulement le diesel comme une source de production.

L'originalité de ce travail consiste à démontrer qu'il est nécessaire d'implanter un système SCADA dans un microréseau qui alimente un site isolé. Une partie de ce projet a

été validée sur le microréseau du TechnoCentre éolien, faisant partie de son site nordique situé à Rivière-au-Renard [1].

Pour ce faire, une méthodologie a été suivie pour atteindre l'objectif de cette étude. En effet, le travail présenté dans ce mémoire comprend quatre chapitres.

Dans le premier chapitre, la problématique concernant l'électrification des sites isolés au Canada et au Québec a été abordée dans l'objectif de dégager l'avantage que procure un système hybride pour ces sites. Les objectifs du projet ainsi que la méthodologie suivie pour les atteindre ont été également présentés.

Le deuxième chapitre est consacré sur la compréhension du système SCADA, les principaux composants, l'évolution de l'architecture SCADA dans le temps, les protocoles de communication, la revue des logiciels commerciaux dans le marché, ainsi que le choix du logiciel pour le développement de l'application SCADA pour la configuration choisie.

Le troisième chapitre porte sur les principaux éléments de l'architecture du système SCADA conçue. Les avantages que procure cette architecture ont été abordés. Enfin, les applications complémentaires au logiciel du développement de l'interface homme-machine appelée « CIMPLICITY » développée par General Electric, ont été présentées notamment le logiciel de serveur OPC ainsi que le logiciel de base de données SQL Server.

Le quatrième chapitre présente les synoptiques de l'application conçue. Ensuite, une validation sur un microréseau réel a été effectuée. Les différents résultats et analyses ont permis de démontrer l'avantage d'utilisation d'un système SCADA.

Enfin, le mémoire se termine par une conclusion générale où sont abordés les principaux résultats de cette étude ainsi que les futurs travaux de recherche.

CHAPITRE 1

INTRODUCTION

1.1 CONTEXTE GENERAL DU PROJET

1.1.1 Les sites isolés au Canada et au Québec

Les sites isolés se trouvent partout dans le monde, où chaque site se distingue par des caractéristiques spécifiques (climatiques, économiques et politiques). Ces sites peuvent être de différentes natures : miniers, villages, stations de télécommunications, stations météorologiques, refuges, bases scientifiques ou militaires, etc.

Par définition, on appelle des sites éloignés (isolés), les régions, les communautés, les habitations ou autres qui répondent aux conditions suivantes [2-3]:

- ❖ La communauté n'est pas ou ne peut pas être reliée au réseau public de distribution d'électricité ou de gaz naturel à cause d'une longue distance, ou de difficultés de moyen d'accès.
- ❖ Il s'agit d'une agglomération permanente ou établie à long terme pour au moins 5 ans qui compte au minimum dix habitations.

Géographiquement, le Canada est un immense territoire, possédant la deuxième superficie au monde 9 985 000 km² après la Russie. Sa population est estimée à 35 540 400 personnes [4]. Cette faible densité de la population présente un phénomène concernant l'apparition des sites isolés au Canada. Ceux-ci s'élèvent à environ 292 communautés éloignées qui comptent au total 194 281 personnes (selon le recensement de 2010, Statistique Canada) [5]. Comme le montre la Figure 1, ces communautés sont dispersées partout dans le pays. Ces collectivités comprennent des établissements, des villages, des villes autochtones et non autochtones, des

avant-postes commerciaux permanents, des camps servant à l'exploitation minière, forestière et de pêche [6].



Figure 1: Les collectivités éloignées hors réseau au Canada [6]

Précisément, au Québec, on trouve 47 des localités isolées où vivent environ 35 000 personnes sur toute la province [7]. Comme la montre la Figure 2, la population est surtout présente aux abords des frontières. De plus, elle est quantifiée selon les localités.

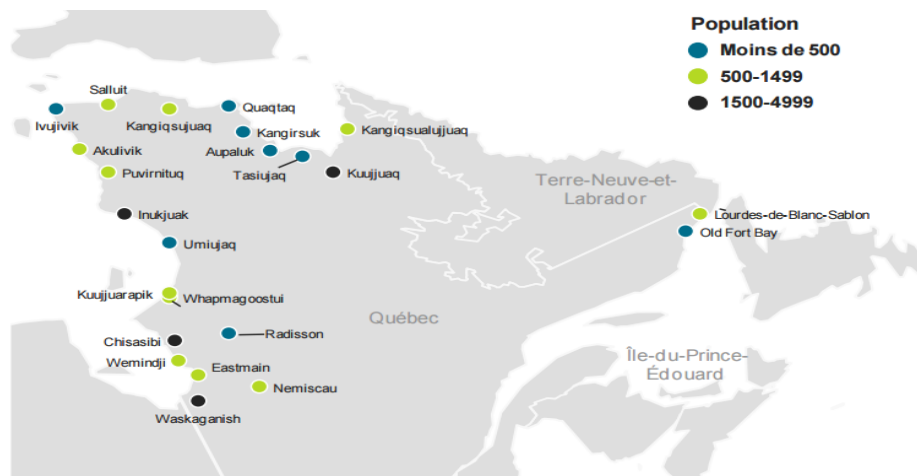


Figure 2: Communautés éloignées au nord du Québec source Hydro-Québec et compilation KPMG-SECOR [7]

Ces collectivités éloignées ne sont pas connectées aux réseaux électriques. Ceci est généralement causé par une importante distance avec les réseaux électriques. Aussi, la construction et la maintenance d'une telle ligne de réseau électrique sont très dispendieuses.

Ainsi, l'électrification de ces régions isolées présente un immense défi technique et financier pour le Québec.

1.1.2 Les électrifications des sites miniers

Le secteur minier au Canada emploie environ 401 315 personnes dans les secteurs d'extraction minière et les secteurs à valeur ajoutée que sont ceux de la fonte, de la transformation et de la fabrication [8].

La Figure 3 ci-contre présente les différents types de matières premières extraites selon l'emplacement du site à l'échelle canadienne.

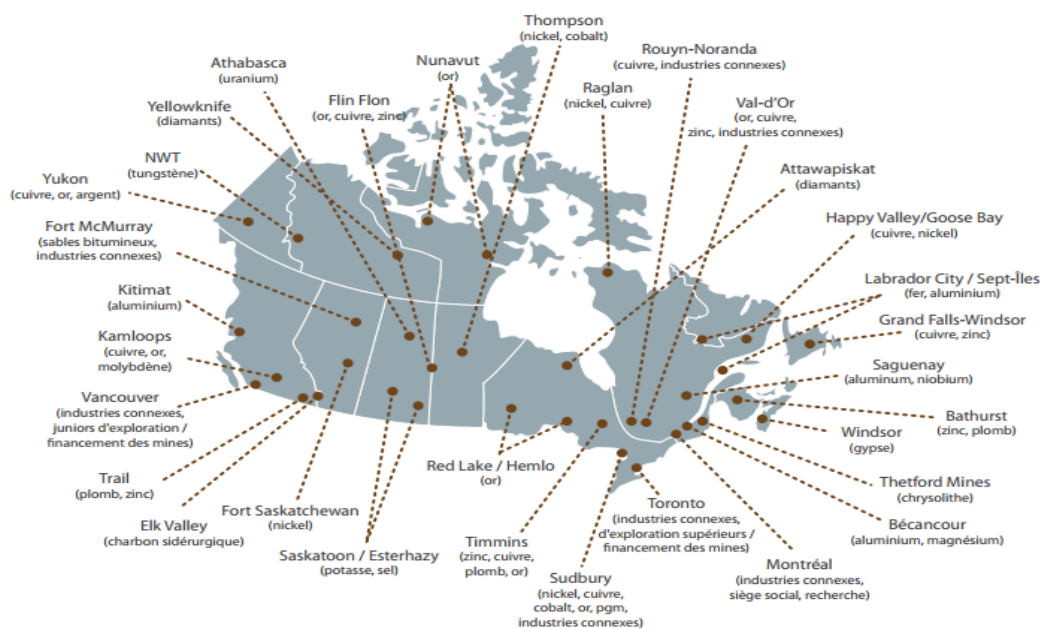


Figure 3: Les grappes de l'industrie minière canadienne [8]

Au Québec, les sociétés d'extractions minières ont connu une croissance soutenue au cours des dernières années surtout avec la construction des nouvelles mines dans le Nord du Québec tant par les acteurs traditionnels que par les producteurs nouvellement arrivés.

De plus, le Québec fait partie de deux provinces ayant le plus de dépenses d'exploration au Canada. Le total des dépenses allouées est d'environ 834 M\$ en 2011 qui représente au total 19% des dépenses dans les régions du Nord du Canada. Ce chiffre est d'autant plus motivant puisqu'il démontre que le développement du secteur minier est en pleine croissance. La Figure 4 suivante montre les prévisions de croissance du PIB liées aux secteurs des métaux métalliques et non métalliques [7] au Nord du Québec.

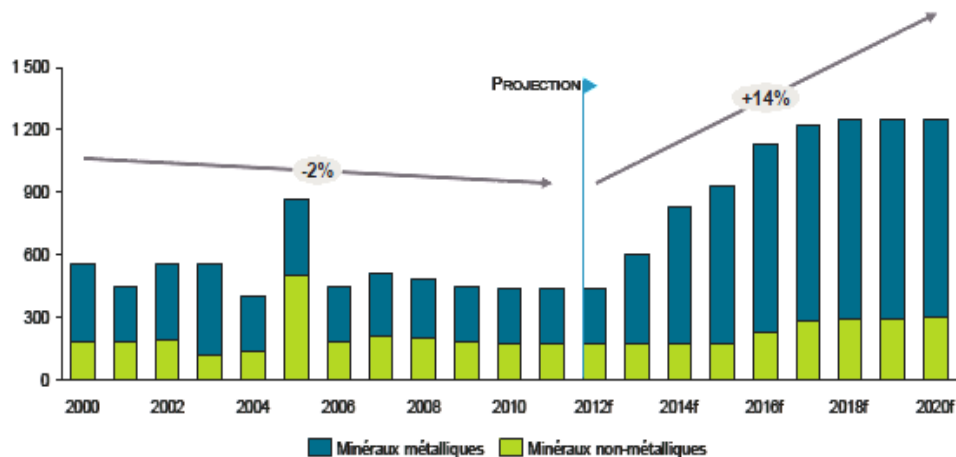


Figure 4: PIB du secteur minier au nord du Québec en M\$ et taux de croissance annuel composé en % [7]

Cette figure montre qu'à partir l'année 2012, ce secteur a connu une croissance rapide qui a engendré certains obstacles significatifs. En effet, ces sites ont besoin d'être alimentés par des énergies propres et fiables. Cette nécessité doit répondre à des exigences liées à la croissance des opérations d'extraction.

1.1.3 Problématique énergétique des sites miniers et isolés au Québec

Dans l'état actuel du secteur énergétique, l'approvisionnement en énergie dépend généralement d'Hydro-Québec ou de Gaz Métro. Ce dernier détient un monopole au Québec, dans la mesure où il est la seule compagnie qui distribue du gaz naturel dans la province. Dans le secteur minier, en absence d'un de ces fournisseurs d'énergie, les compagnies minières doivent assurer leurs besoins énergétiques de manière indépendante sans pouvoir compter sur leur distributeur. Cette situation présente des inconvénients laissant à ces compagnies peu d'options possibles en cas de défaillance de la distribution. Dans ce cas, leurs seules alternatives est de faire recours aux énergies fossiles qui utilisent d'imposantes génératrices diesel [9]. Malheureusement, cette méthode provoque l'émission de gaz à effet de serre (GES) dégagé par les génératrices, ainsi que la surconsommation de fuel.

Néanmoins, l'approvisionnement énergétique des sites miniers employant des génératrices diesel (GD) est très onéreux. En effet, le coût d'implantation des lignes électriques est estimé à environ 2.1 millions de dollars par kilomètre [10]. De plus, la complexité relative à l'installation de telles lignes peut s'avérer inefficace à cause des pertes liées à la distribution de la puissance dans le réseau.

Avec l'accroissement actuel et futur des prix du carburant et les coûts élevés de son transport, les dépenses financières liées à l'énergie sont ainsi appelées à croître davantage. Ce qui influe directement sur les coûts d'exploitation de ces sites, ainsi que sur leur compétitivité comparée à d'autres sites miniers connectés au réseau.

La demande en fuel des compagnies minières est estimée à près de 390 millions de litres (ML) pour 2015 [7]. En faisant référence sur les développements potentiels et l'intensité de consommation du secteur minier québécois, cela indique que la demande potentielle du secteur minier est estimée à 770 ML en 2025 [7], soit une augmentation de 97% par rapport à 2015 comme la montre la Figure 5.

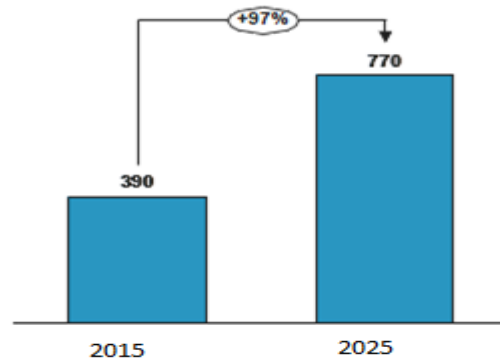


Figure 5: Demande potentielle de diesel au nord de Québec 2015-2025 en ML [7]

1.1.4 Les problèmes de production d'électricité par le diesel

Les conditions énergétiques, économiques, sociales et environnementales de fonctionnement des génératrices diesel approvisionnant les réseaux autonomes ne sont pas favorables et devraient être améliorées. Sur le plan énergétique, il est reconnu que l'utilisation des génératrices diesel à faible charge ou charge partielle accélère l'usure de groupe électrogène [11]. Comme la montre la Figure 6, la puissance du fonctionnement à faible charge entraîne une consommation élevée de carburant. Ceci est particulièrement dû à une augmentation de température de l'huile de lubrification. Cette anomalie peut causer une panne dans l'échangeur de chaleur qui se trouve dans le circuit de lubrification. L'échangeur a pour rôle d'extraire la chaleur de l'huile du circuit et de la transférer au fluide du circuit de refroidissement [11]. La conséquence directe de cette anomalie est qu'elle diminue la viscosité de l'huile qui dégrade la qualité de lubrification des paliers d'arbre à cames et du vilebrequin du moteur. Le résultat de cette usure se porte instantanément sur la consommation de carburant qui augmente lors du fonctionnement à faible charge du moteur. Pour ces raisons, il est recommandé, par conséquent, de maintenir le facteur d'utilisation des groupes électrogènes supérieur à 30% [11][12] [13]. La Figure 6, montre que 30% de la puissance de cette génératrice est égale à 3600 kW. À partir de cette puissance, on observe que la production d'énergie de la génératrice devenue stable (régime permanent), le fonctionnement dans ce régime réduit immédiatement l'usure de la génératrice.

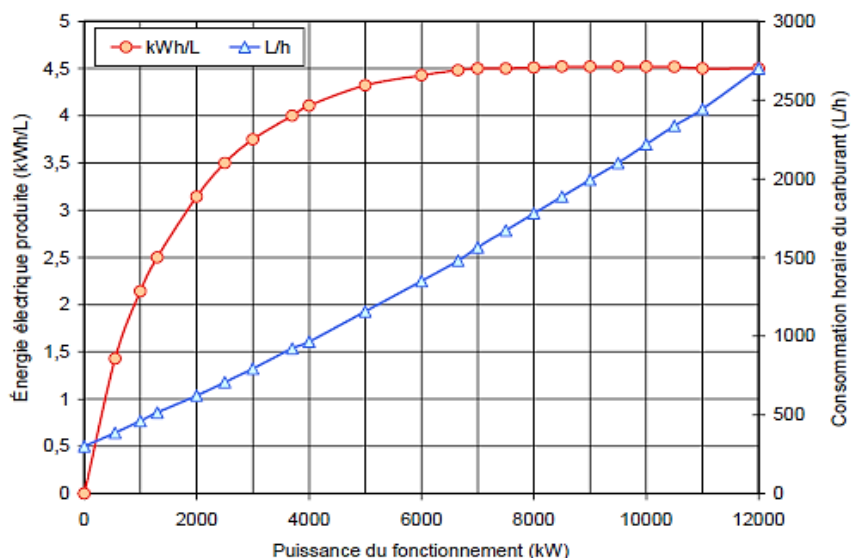


Figure 6: Consommations des groupes diesel ZA40S à Cap-aux-Meules [14]

Sur le plan économique, la demande de diesel et de mazout de chauffage des collectivités nordiques est forte. Ainsi, leur niveau des dépenses énergétiques est élevé. Le diesel doit être transporté par avion, par navire ou par camion sur les routes d'hiver souvent dans des conditions climatiques extrêmes. Ceci entraîne des coûts de transport élevés et agit directement sur l'augmentation des dépenses énergétiques [15]. L'approvisionnement du carburant est généralement importé de loin, ce qui ne favorise pas la création d'emploi dans ces localités éloignées. En outre, les groupes électrogènes diesel sont relativement peu chers à l'achat, mais leur coût de maintenance et d'exploitation est généralement dispendieux.

Sur le plan social, l'environnement des communautés éloignées est généralement calme, tandis que les émissions provenant des génératrices diesel peuvent contribuer à des problèmes de santé. Dû à des nuisances sonores causées par les génératrices électrogènes, certains membres de la collectivité peuvent être affectés. Aussi, une mauvaise maintenance des génératrices diesel peut entraîner des défauts sur celles-ci et présenter un danger dans des endroits froids et isolés.

Sur le plan environnemental, l'utilisation massive de diesel cause d'importantes émissions de gaz à effet de serre [11]. Ces émissions contribuent au changement climatique

qui a des effets négatifs sur les collectivités nordiques. Le diesel est transporté de loin, ce qui accentue le risque de déversement. Les risques environnementaux peuvent avoir lieu lors du transport ou de stockage du carburant. De plus, les fuites des réservoirs de carburant contaminent le sol et la nappe phréatique.

1.1.5 Solution énergétique envisagée

Davantage, la demande en électricité est en hausse dans les réseaux autonomes en raison des conditions climatiques, ce qui augmente la nécessité d'utilisation des produits pétroliers. Cette nécessité apporte soit une augmentation des capacités existantes, soit le rajout d'autres sources d'électricité pour satisfaire leurs besoins en énergie électrique. La capacité des réservoirs en carburants fossiles est aussi une contrainte importante, étant donné les coûts élevés qui accompagneraient son expansion.

En effet, le recours à une solution énergétique alternative est justifié par le prix de carburant de plus en plus élevé, une ambition de diminuer les dépenses énergétiques, de garder l'emploi à l'intérieur des communautés éloignées, etc. [11].

La solution énergétique envisagée dans ce mémoire est de favoriser l'utilisation des énergies renouvelables. Cette solution pourrait offrir des opportunités pour réduire le coût annuel des services (réduction au recours des centrales diesel), mais aussi les émissions de gaz à effet de serre. De plus, le Canada et plus précisément au Québec, la diversité du territoire permet de profiter de différentes ressources dont les principales sont l'hydraulique, l'éolien et le solaire. Au Canada, l'hydroélectricité est l'énergie la plus développée au pays. Cependant, les énergies éoliennes et solaires ne cessent pas de se développer. Ces alternatives permettraient de poursuivre un chemin plus durable ayant pour objectif la réduction des énergies fossiles tout en évitant l'agrandissement des réservoirs existants [16].

1.2 UTILISATION DES SYSTEMES HYBRIDES DE PRODUCTION D'ENERGIE

La solution proposée dans ce mémoire est d'utiliser un système hybride de production d'énergie. Celui-ci se définit en deux manières :

La première le définit comme étant un système qui combine et utilise plusieurs technologies de production disponibles et facilement mobilisables [16].

La deuxième théorie proposée considère que les systèmes hybrides d'énergie (SHE) associent au moins deux technologies complémentaires : une ou plusieurs sources d'énergie classiques, généralement des groupes électrogènes, et au moins une source d'énergie renouvelable [17-20].

La plupart des sites isolés qu'ils soient miniers ou communautaires possèdent une bonne ressource éolienne et solaire [21]. Étant donné que ces ressources sont disponibles en masse, il est évident de privilégier ces deux énergies qui sont des sources propres et locales. Au contraire, le diesel est un carburant importé donc les coûts d'acheminements seraient plus dispendieux. De cette façon, les déficits d'exploitation des réseaux autonomes peuvent être réduits.

Puisque les sources d'énergie renouvelable sont caractérisées par leur intermittence et ne fournissent pas une puissance constante, la solution préférable consiste à associer à ces énergies renouvelables (éolienne et solaire) une source classique (diesel) qui permet d'obtenir une production électrique continue et stable. Les systèmes hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés [22]. Le principal avantage d'un système hybride est qu'il diminue la consommation de carburant fossile et limite les contraintes liées à l'approvisionnement. Aussi, il réduit la nuisance sonore, la pollution de l'air et allonge la durée de vie des groupes électrogènes.

Les performances, la pertinence, l'efficacité, l'efficience et la durée de vie de ces systèmes (SHE) peuvent être déterminées : en partie par sa conception, c'est-à-dire le dimensionnement des composants, le type des composants, l'architecture électromécanique

globale du système, et d'autre part, par le choix de la stratégie de gestion de l'ensemble du système, etc. Parmi les paramètres permettant d'évaluer ses performances, on note : l'économie de carburant, le coût de kWh, la durée des pannes, le coût de la maintenance, la disponibilité du système et le coût de revient, etc [11].

1.2.1 Système hybride de production d'énergie avec stockage

Les systèmes hybrides autonomes assurent une optimisation de production d'énergie électrique. L'utilisation de plusieurs sources permet d'avoir une variété de combinaison possible qui peuvent être réparties dans une grande diversité d'architectures [23], à savoir : éolien-diesel, photovoltaïque-diesel, éolien-photovoltaïque-diesel. Ces sources peuvent être combinées avec d'autres sources telles que l'énergie hydraulique, marémotrice, géothermique, ou encore l'énergie contenue dans l'hydrogène (piles à combustible) [24].

L'ajout d'une entité de stockage au système hybride permet de stocker l'énergie produite par les sources renouvelables, afin d'augmenter son utilisation. Le stockage d'énergie se fait habituellement par des batteries, mais il existe d'autres formes de stockage sous forme d'air comprimé, d'hydrogène et volant d'inertie [24].

Dans ce mémoire, on envisage d'étudier un système hybride qui se compose de trois systèmes de production d'énergie (éolien-photovoltaïque-diesel) avec stockage d'énergie.

1.2.2 Système hybride éolien-photovoltaïque-diesel-stockage (SHEPVDS)

Le système hybride éolien-photovoltaïque-diesel avec stockage (SHEPVDS) permet d'exploiter au maximum les ressources renouvelables pour produire l'électricité d'une manière autonome et sans interruption. Il s'agit donc d'une solution idéale pour les collectivités éloignées.

Ces systèmes ont pour objectif de réduire l'exploitation de fuel en favorisant l'utilisation des sources d'énergies propres et renouvelables éoliennes et solaires. L'association d'un élément de stockage à cette combinaison augmente la flexibilité du

contrôle et la disponibilité du système global. La caractéristique des SHEPVDS est qu'il possède de bonnes perspectives de développement surtout dans les régions chaudes et venteuses [25].

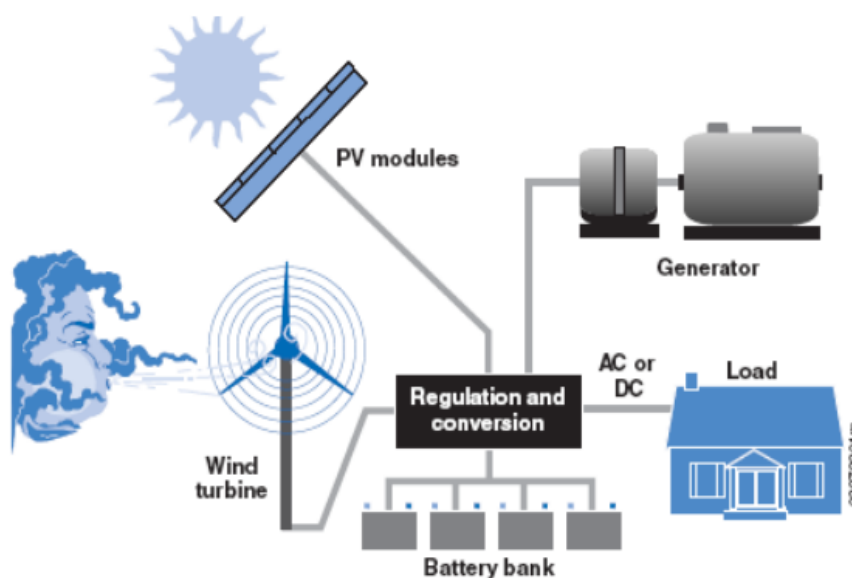


Figure 7 : Système hybride de type SHEPVDS [26]

La Figure 7 illustre une configuration possible d'un système hybride (éolien-photovoltaïque-diesel) avec un système de stockage électrochimique (banc de batterie) qui alimente une charge principale (une maison). Les convertisseurs électriques utilisés dans une telle architecture sont des convertisseurs (AC/DC). Ces sources d'énergie sont connectées à un système de gestion et de régulation électrique qui a pour rôle de produire de l'électricité ayant une meilleure qualité d'onde.

Pour augmenter la fiabilité des dispositifs du système, la gestion et le contrôle énergétiques sont automatisés. L'amélioration de la compétitivité de ce système peut être réalisée par l'implantation d'un système de supervision et de gestion centralisé (SCADA). En effet, le SCADA communique avec l'opérateur à l'aide d'une interface conviviale qui permet d'obtenir une idée générale et détaillée sur l'état de fonctionnement du système. Parmi ces

fonctionnalités, on trouve : le suivi des performances des installations en temps réel, la commande à distance de certains équipements, l'élaboration de rapports détaillés sur les performances techniques et économiques du système afin d'offrir une flexibilité sans égal tant aux opérateurs qu'aux gestionnaires.

1.2.3 Les composants d'un système hybride éolien-solaire-diesel avec stockage

1.2.3.1 Solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est une technologie découverte depuis de nombreuses années. Elle est constituée par des panneaux photovoltaïques qui produisent de l'électricité du moment qu'ils sont exposés au rayonnement solaire. La plupart des cellules PV mesurent autour de 100cm^2 et ne produisent qu'une très faible puissance électrique, généralement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un Volt [27-28]. Pour cela, les cellules sont associées en série et en parallèle pour construire des panneaux (modules), qui peuvent fournir un courant et une tension continue suffisante pour être utilisée. Par exemple, un panneau qui regroupe entre 30 et 40 cellules peut fournir environ une tension de 12 volts continue.

La cellule photovoltaïque est un semi-conducteur constitué en deux couches, l'une dopée positivement (p) et l'autre négativement (n), qui forme une jonction p-n, ceci est montré dans la Figure 8.

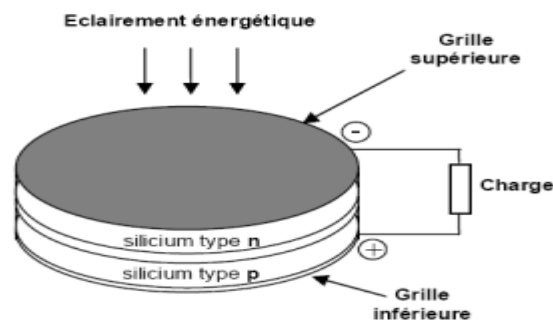


Figure 8 Cellule photovoltaïque [27]

Selon le logiciel Retscreen, un panneau de 3kW produit une quantité de 3221 kWh par année s'il est installé à une latitude de 55°, ce qui représente un facteur d'utilisation de 12.3% [29].

Selon [30], l'énergie solaire au Canada constitue une grande réserve énergétique. Cependant, une grande partie du Canada reçoit plus de rayonnement solaire annuel que l'Allemagne. Ce dernier est classé premier mondial en termes d'installation de systèmes PV avec une capacité installée estimée à 38 gigawatts [31].

La distribution de la ressource solaire du Canada est d'environ 1,1 à 1,4 MW par m² sur un plan horizontal. Pour avoir idée sur le potentiel solaire au Canada, la Figure 9 illustre la carte thermique du Canada et de l'Allemagne.

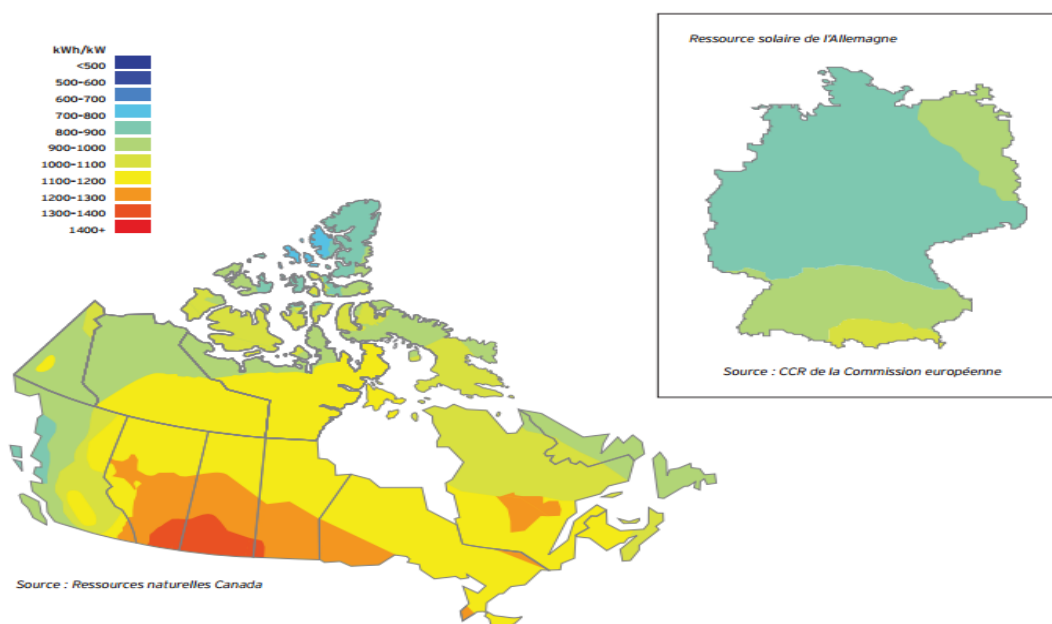


Figure 9 Carte thermique du Canada et de l'Allemagne [30]

Selon l'Association des industries solaires du Canada, les panneaux PV sont d'une taille de 900 W en moyenne. Néanmoins, la taille utilisée présentement en Californie est de 3000W, ce qui correspond à une taille standard que le Canada aspire au cours des années à venir [11].

Depuis quelques années, le marché de l'énergie solaire photovoltaïque connaît une restructuration importante. Les coûts des modules de PV au Canada ont été divisés par dix entre 1999 et 2012. Les coûts d'investissement d'un système photovoltaïque (>100kW) raccordés à un réseau électrique sont passés de 1\$/kWh à moins de 0.35\$/kWh sur la période 2002-2014 [32].

De plus, la capacité installée des panneaux solaires dans le monde était d'environ 137 000 MW en 2013, celle-ci représentait 95% du marché total raccordé au réseau et 5% des systèmes hors réseau [33].

L'Association commerciale nationale qui représente l'industrie de l'énergie solaire à travers le Canada (CanSIA), croit que ce secteur pourra augmenter sa capacité de production de 9 GWp à 15 GWp d'ici 2025. Ces données sont établies à partir de scénarios de croissance proposée par cet organisme [30]. Le CanSIA présente trois scénarios, un scénario de base (qui prévoit un maintien des politiques actuelles au Canada envers l'énergie solaire), un scénario conservateur (qui présume que le soutien législatif actuel sera maintenu et que les gouvernements réduiront graduellement leur aide) et un scénario audacieux (qui présume que le soutien législatif actuel sera maintenu et que l'industrie atteindra et dépassera les objectifs gouvernementaux). L'historique et les prévisions de la capacité des installations PV en (GWp) sont présentées dans la Figure10.

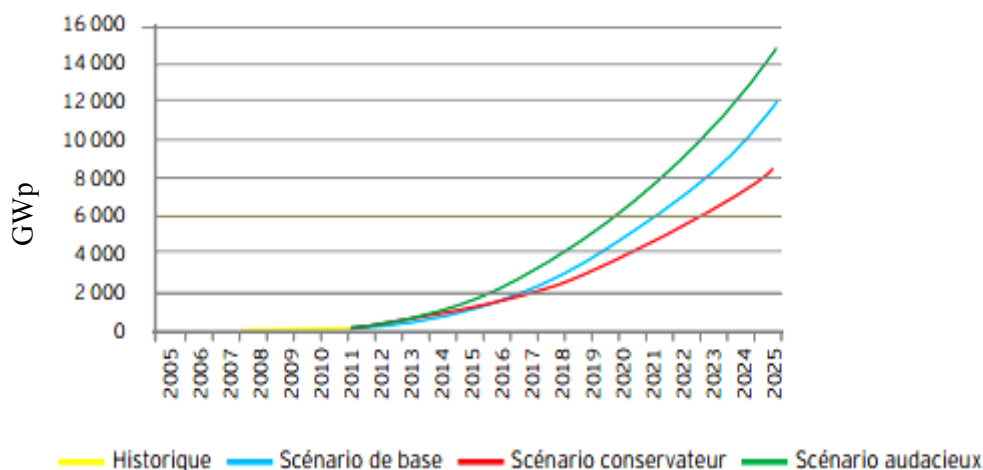


Figure 10 Capacité des installations PV pour les différents scénarios proposés [30]

Sur cette Figure, il peut être remarqué que tous les scénarios prévoient une évolution importante d'utilisation des photovoltaïques. Cependant, le scénario audacieux est le plus prometteur pour les installations de PV au Canada. Ce scénario prévoit la création de 41 000 emplois équivalents à temps complet (ETC).

1.2.3.2 Énergie éolienne

De nos jours, l'utilisation des énergies renouvelables éoliennes tient un rôle vedette comparativement à toutes les autres énergies électriques. Elle est l'une des plus prometteuses, en termes d'écologie, de compétitivité, de champ d'application, de création d'emplois et de richesses surtout au Canada [34].

L'énergie éolienne se développe à un rythme soutenu à l'échelle mondiale avec une croissance de 10% à 40% par année. À la fin de l'année 2014, la capacité de production mondiale en puissance éolienne installée atteignait 369,6 GW. L'évolution de la capacité installée est quantifiée par une augmentation de 51,5 GW par an, soit une progression de 200 GW en cinq ans [35]. L'évolution de la capacité de production mondiale en installation éolienne entre 1996 à 2014 est présentée dans la Figure 11.

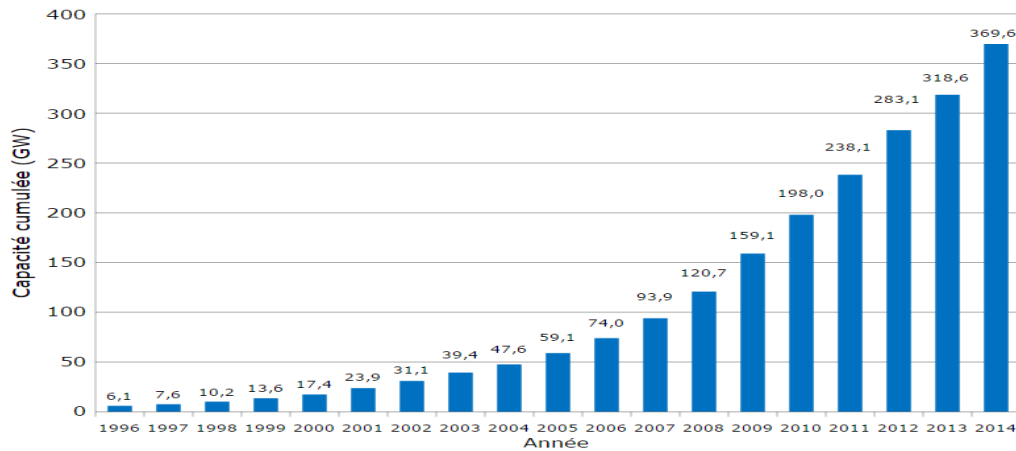


Figure 11 Capacité éolienne installée dans le monde [36]

La Figure 12 détaille l'état actuel de la progression de la capacité éolienne installée dans les différents pays du monde entre 2013 et 2014. Ainsi elle présente le classement mondial des pays en matière de production électrique d'origine éolienne.

En 2014, on remarque que la Chine tient le rang de première place par une installation de 114 763MW, qui représente 31% du parc mondial, soit une augmentation de 45.2% du total par rapport à 2013. Le Canada est classé septième pays en capacité éolienne installée avec une puissance de production de 9 694MW soit une différence de 105 069 MW avec la Chine [37].

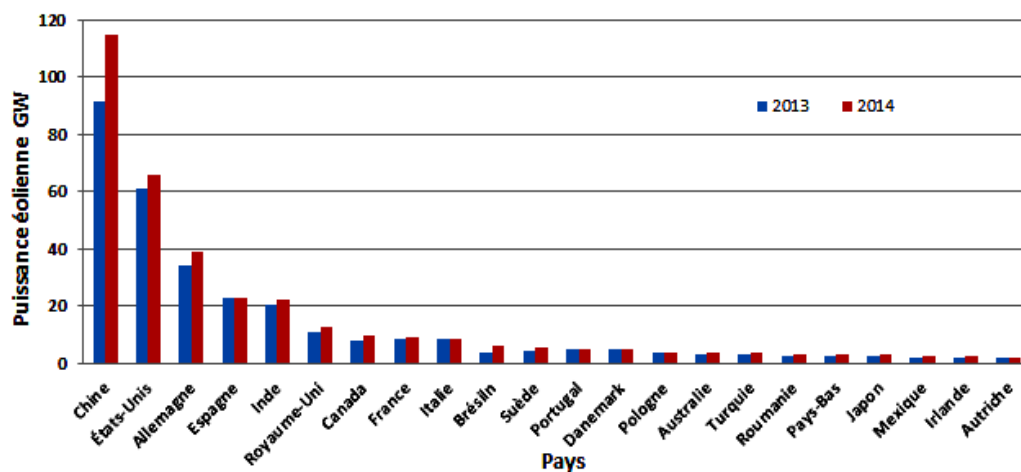


Figure 12 Puissances éoliennes installées dans les pays de 2013 à 2014 [37]

1.2.3.3 Génératrice diesel

Elle est connue aussi sous le nom de groupe électrogène. Cet équipement est souvent utilisé pour assurer les besoins en électricité dans les régions isolées ou comme une source d'alimentation d'urgence pour les résidences et les petits commerces. Les groupes électrogènes se composent en deux parties liées : des moteurs fonctionnant au diesel et des alternateurs couplés.

Pour garantir une meilleure qualité d'électricité fournie en termes de stabilité de tension et de fréquence, le régulateur de tension agit sur l'excitation des alternateurs synchrones pour s'opposer aux variations de tension. De même, le contrôle de la fréquence se fait par un régulateur de vitesse sur le moteur diesel, appelé gouverneur [11]. Le gouverneur fonctionne en adaptant la quantité de carburant injectée dans les moteurs diesel pour garder la vitesse du moteur et de la génératrice électrique constante en tout temps. Cela est dû au fait que la fréquence du réseau est liée directement à la vitesse de rotation de la génératrice électrique et qu'elle doit être maintenue au niveau désiré.

Le groupe électrogène peut se caractériser selon sa puissance active qui est exprimée en Watts (W) ou kilowatts (kW) tandis que sa puissance apparente est exprimée kilovoltampère (kVA). Sa tension de sortie est exprimée en Volts d'après les informations monophasée ou triphasée. La Figure 13 représente la génératrice diesel du TechnoCentre éolien ayant comme puissance active de 50 kW et une puissance apparente de 63 kVA.

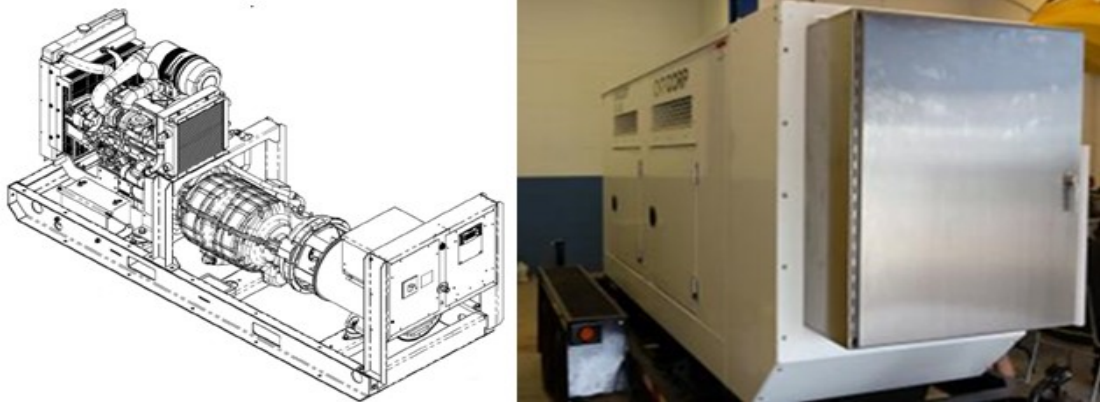


Figure 13 Génératrice diesel VariGen 50kW/63kVA de TechnoCentre éolien [37]

1.2.3.4 Stockage d'énergie

L'ajout d'un élément de stockage à un système hybride de production d'énergie présente des avantages techniques et économiques [38]. Ceci ajoute une flexibilité à l'installation parce qu'il permet de faire recours à l'énergie renouvelable stockée dans le cas d'une pénurie de ressources naturelles.

Le stockage d'énergie concerne essentiellement le stockage de l'électricité et celui de la chaleur.

Le stockage d'énergie permet de conserver une énergie dans un dispositif de stockage de façon différée dans le temps et dans l'espace. Le stockage d'énergie peut se faire d'une manière significative. Premièrement, il s'agit de convertir les énergies renouvelables pour pouvoir les emmagasiner dans un dispositif de stockage. Ensuite, l'énergie est retransformée pour être utilisée de nouveau [11]. La Figure14 présente le principe et l'utilisation de stockage d'énergie.

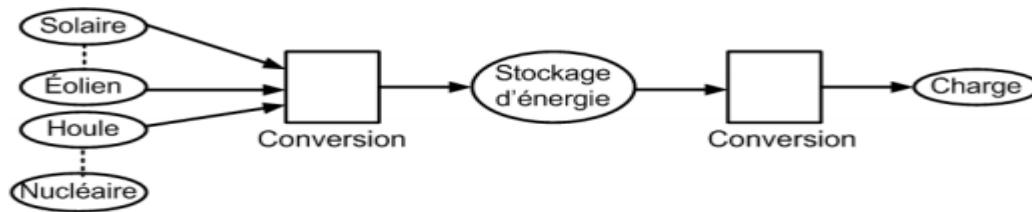


Figure 14 Chaîne de conversion de l'énergie nécessaire pour le stockage [11]

Le système de stockage peut se caractériser par le temps de chargement, de déchargement, de la capacité et de la période de conservation. Il peut être fixe ou mobile (moyens de transport, appareils électroniques, etc.). Le stockage se distingue aussi par sa capacité (quantité de charges électriques disponible) : on dit qu'un stockage est de faible capacité si ce stockage est de l'ordre du quelques kWh, et on parle d'un stockage de forte capacité si la capacité stockée est supérieure à 10 MWh [11].

Les technologies de stockage massives de l'énergie se déclinent selon quatre catégories [22]:

- **Mécanique** (potentielle ou cinétique): Stockage par air comprimé (CAES), stockage gravitaire par pompage (STEP), volants d'inertie;
- **Électrochimiques et électrostatique**: Batteries, condensateurs, supraconducteurs
- **Thermique et thermochimique** : Chaleur sensible ou chaleur latente, énergie par sorption
- **Chimique** : Hydrogène, méthanation, etc.

La Figure 15, présente le degré de maturité de diverses technologies de stockage. Cette Figure montre qu'il y'a plusieurs technologies qui sont encore au stade de R&D (recherches et développements). Les choix des technologies à utiliser nécessitent une analyse approfondie pour chaque cas d'utilisation. De fait, chacune des technologies possède des avantages et des inconvénients. Pour cela, il faut définir des critères de choix selon l'usage.

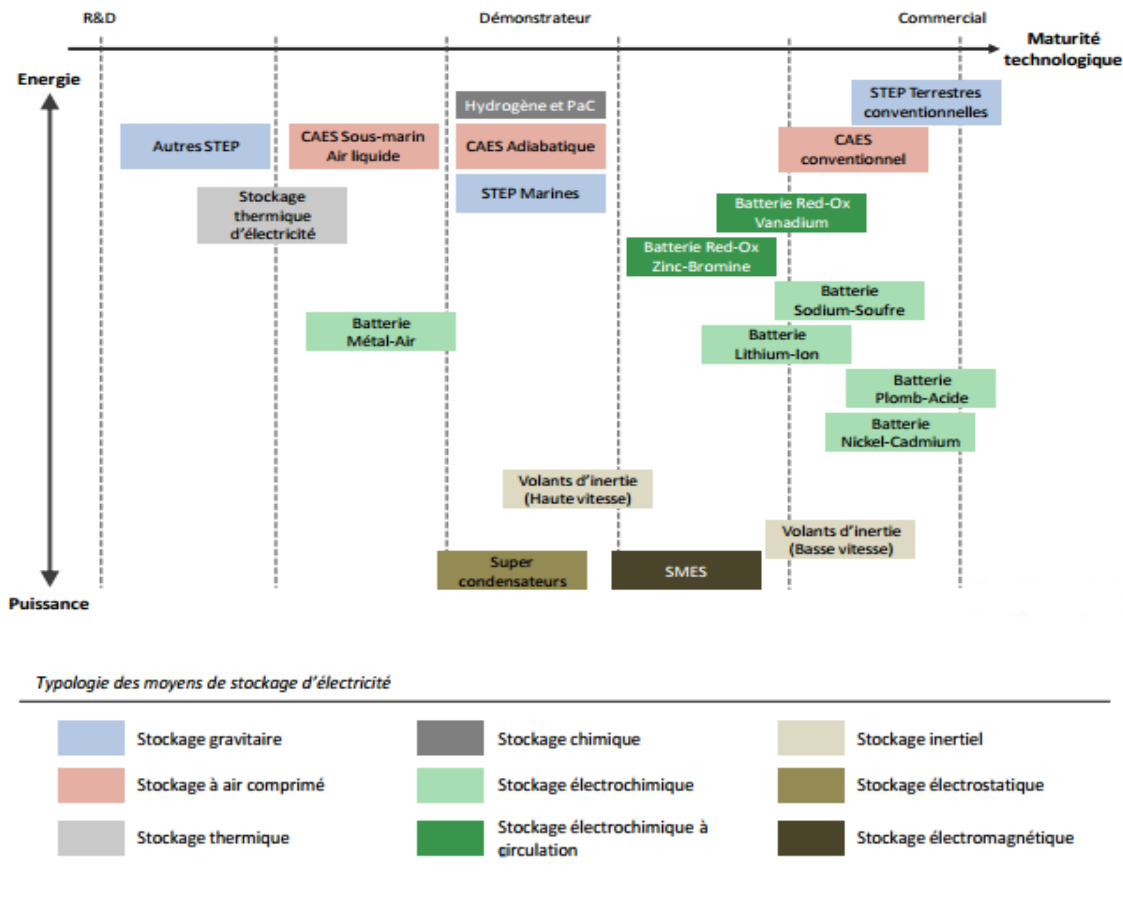


Figure 15 Niveaux de maturité technologique des différents moyens de stockage d'électricité [39]

De nos jours, la technologie de stockage d'énergie la plus répandue et la plus utilisée est le stockage par les batteries électrochimiques. Ce type de stockage est bien connu et maîtrisé (notamment dans le domaine automobile), ce qui explique pourquoi la plupart des études favorisent souvent son usage [40-42]. Ceci n'a pas empêché les laboratoires de recherche à creuser leurs R&D sur l'efficacité des autres types de stockage pour différents domaines d'application. Dans ce contexte, une étude, établie par plusieurs laboratoires au Québec, a présenté une analyse paramétrique entre neuf technologies de stockage pour démontrer que le stockage par air comprimé se présente comme la meilleure solution pour un système hybride de production d'énergie destiné pour l'électrification des sites isolés [43-

44]. Dans la section suivante, seulement deux types de stockage seront présentés, soient le stockage par batteries électrochimique et le stockage par air comprimé.

1.2.3.5 Stockage par batteries électrochimique

L'avantage principal des batteries électrochimiques est qu'elles ont une durée de vie relativement bonne, une excellente fiabilité, et un coût d'achat acceptable [45]. De plus, ce type de stockage est indispensable pour assurer les longues périodes de déchargement (heures ou jours). Elles sont aussi efficaces pour le stockage d'énergie hors réseau [46].

On trouve une variété de batteries électrochimiques comme : batteries au plomb, batteries alcalines, batteries lithium, batteries chaudes. Chaque type de batteries a des caractéristiques spécifiques (densité d'énergie, puissance en points, température de fonctionnement, autodécharge, nombre de cycles (chargement/déchargement), coût). L'analyse de ces paramètres permet de déterminer le type de batteries à utiliser pour un domaine d'application spécifique.

Les batteries qui sont intégrées à une architecture hybride doivent supporter une large gamme de conditions d'exploitation telles que des taux variables de chargement et de déchargement, la fréquence et la profondeur des rejets, des variations de température, etc. [47].

Néanmoins, plusieurs facteurs influencent sur la durée de vie de la batterie, notamment le taux de chargement et de déchargement élevé, la variation de température, etc.

1.2.3.6 Stockage par air comprimé

Le stockage d'énergie par air comprimé est une technologie relativement mature. Actuellement, il existe dans le monde une dizaine d'installations industrielles qui utilisent cette technologie. La plupart de ces installations sont au stade de production ou de construction. On peut citer quelques exemples d'installations industrielles en stade de production, comme la plus importante, le projet d'Huntorf en Allemagne fondée en 1979. Sa durée maximale de stockage d'énergie est de 3h. Il y a aussi l'installation McIntosh en

Alabama fondé 1991 qui utilise une mine de sel, sa durée de stockage maximale est de 26h. L'installation d'Hokkaido au Japon utilise une mine de charbon et sa durée maximale de stockage est de 4h.

Concernant les installations en construction, on peut citer le projet ADELE en Allemagne dont la mise en service est prévue pour 2018. Ce projet utilisera une mine de sel d'une capacité de 90MW pour un stockage maximale de 4h [48-49]. Cette installation permet d'assurer plusieurs fonctions comme la gestion du réseau, le lissage de pics de la consommation, etc.

Les premières utilisations de ce système consistaient à transformer des centrales thermiques classiques à gaz naturel (utilisant des turbines à gaz) afin d'améliorer le rendement de la conversion d'énergie. En effet, ces dernières utilisent près de deux tiers de la puissance disponible sur l'arbre de la turbine pour comprimer l'air injecté dans la chambre à combustion.

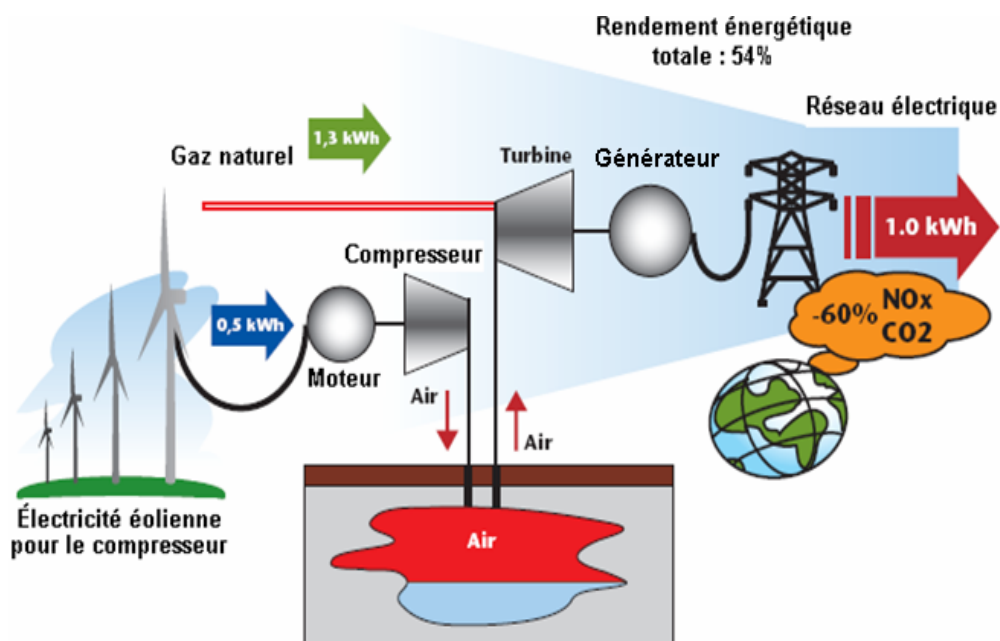


Figure 16 : Schéma de principe d'une installation de stockage à air comprimé [37]

Dans les périodes de faible demande d'électricité, il apparaît plus intéressant, d'utiliser l'électricité disponible, pour comprimer, séparément, de l'air avec un compresseur et l'emmagasiner dans un réservoir à haute pression en respectant les principes thermodynamiques de conversion chaleur/ travail. Ce qui permet au final de minimiser l'utilisation du compresseur lorsque la demande électrique est importante et de réduire la portion d'énergie délivrée, initialement, par la turbine pour faire tourner le compresseur (Figure 16).

Le stockage de l'air comprimé doit être réalisé à forte pression (40 à 70 bars) et mélangé avec du gaz, pour être brûlé ensuite dans la chambre de combustion avant d'être relâché dans la turbine à gaz. Ce processus permet de produire, pendant les heures de pointe, une puissance plus importante qu'une turbine classique à gaz ayant les mêmes caractéristiques énergétiques peut produire. Ceci est une estimation pour une production trois fois plus importante ou une consommation inférieure de 40% de fuel par une turbine classique [11].

1.3 OBJECTIFS

1.3.1 Objectif principal

L'objectif principal du projet consiste à développer un système de supervision, d'acquisition et de transfert de données de mesure (paramètres électriques des différents composants du système, etc.) pour un système hybride éolien-solaire-diesel avec stockage d'énergie. Ceci permettra à l'opérateur du microréseau de surveiller et d'analyser les performances des équipements (éoliennes et autres) en temps réel. Il pourra également les commander à distance à partir de l'interface du SCADA en réglant les paramètres de fonctionnement désirés (vitesse de rotation, puissance du groupe diesel et de la charge électrique, température des batteries, durée de fonctionnement et d'arrêt, etc.).

1.3.2 Objectif secondaire

Afin de pouvoir valoriser l'intérêt de ce projet, d'autres objectifs se sont révélés, tels que :

- Choix d'une architecture optimale de communication entre les différents composants du système.
- Validation du choix du logiciel SCADA (ceci doit prendre en considération les performances techniques des systèmes SCADA).
- Conception d'une interface graphique conviviale qui permet la visualisation et le contrôle du système retenu d'une manière claire et facile.
- Valider l'application SCADA conçue sur des équipements réels.
- Démonstrer les avantages du système SCADA dans un microréseau qui alimente un site isolé.

1.4 METHODOLOGIE

L'atteinte de l'objectif principal dépend de la réalisation des activités suivantes :

- Activité 1 : État de l'art sur les systèmes SCADA : Cette activité consiste à faire une étude bibliographique sur les systèmes de supervision et de contrôle, en vue de déterminer les types d'architectures de SCADA, les configurations possibles et les protocoles de communications.
- Activité 2 : Étude comparative sur le choix du logiciel : Dans cette étape, une étude devra être faite pour choisir le logiciel convenable pour la configuration du système hybride retenue. Le choix doit être fait selon la conformité de plusieurs paramètres tels que la faisabilité de logiciels, la facilité de communication entre les différents logiciels et le choix de l'architecture globale du système SCADA.

- Activité 3 : Architecture électrique retenue : Cette phase porte sur l'élaboration de l'architecture électrique la plus performante du système hybride étudié visant à identifier, quantifier et à caractériser les différents équipements ainsi que les paramètres qui serviront à alimenter le système de supervision et de contrôle à partir des divers capteurs et actionneurs installés sur le système.
- Activité 4 : Développement des interfaces homme-machine : Cette phase consiste à développer des interfaces homme-machine capables d'assurer la visualisation ainsi que le contrôle et le suivi des performances des différentes composantes du système hybride.
- Activité 5 : Validation expérimentale avancée de l'outil SCADA conçu : Cette phase consiste à effectuer une validation expérimentale de l'outil développé en réalisant de tests sur les équipements micro-réseau du TechnoCentre éolien (banc d'essai d'un système hybride d'énergie). Ces tests détermineront les performances du système SCADA développé et les aspects et fonctionnalités à améliorer.

1.5 STRUCTURE DU MEMOIRE

Ce mémoire est divisé en quatre chapitres :

Le chapitre I introduit le sujet de recherche et sa problématique liée à l'offre énergétique des sites isolés. Il apporte également quelques éléments de réponse à cette problématique.

Le chapitre II est consacré à l'étude de l'évolution de l'architecture du système SCADA dans le temps. D'autres aspects tels que les protocoles de communication et les différents logiciels commerciaux du système SCADA ont été abordés. A la fin de chapitre, la justification du choix du logiciel retenu est présentée.

Le chapitre III présente l'architecture électrique retenue du système hybride ainsi les principaux éléments dont elle est constituée. Il présente les différents instruments nécessaires

pour assurer le bon fonctionnement du système SCADA. Les choix des principaux protocoles de communication des équipements du système sont aussi présentés et analysés.

Le chapitre IV porte sur la conception des interfaces du SCADA. Il apporte également une explication de la structure générale du superviseur et les différentes fonctions des synoptiques de l'application développée.

Aussi, il présente une validation expérimentale de l'application conçue sur le micro-réseau du TechnoCentre éolien. Ces résultats démontrent les valeurs ajoutées et les avantages qui peuvent être apportés par l'utilisation d'un SCADA au système hybride d'énergie.

Ce chapitre se conclut par des recommandations quant à l'application du SCADA sur le système réel.

Le mémoire s'achève par une conclusion générale et une bibliographie.

CHAPITRE 2

ÉTAT DE L'ART DU SYSTÈME SCADA

2.1 INTRODUCTION

Le système hybride éolien-photovoltaïque-diesel avec stockage (SHEPVDS) est constitué de plusieurs composants électriques et mécaniques. Malgré la maîtrise d'utilisation de ces équipements et la réduction des coûts d'exploitation, le SHEPVDS est susceptible de tomber en panne. C'est pour cette raison que l'on doit préconiser des activités de surveillance et de tenir des archives de données pour maintenir une meilleure prévention en cas de défaillance. Ainsi, les activités de surveillance permettent de bien diagnostiquer et interpréter les générateurs de défauts.

Ce chapitre présente une étude bibliographique sur la supervision, l'évolution de l'architecture du système SCADA, les protocoles de communications et une présentation des logiciels commerciaux disponibles. Enfin, cette partie proposera un choix de logiciel de développement de l'application SCADA pour le système d'électrification retenu.

2.2 EMPLACEMENT DU SCADA DANS LA PYRAMIDE D'AUTOMATISATION INDUSTRIELLE

Les systèmes d'automatisation industriels sont très complexes, car ils se composent de différents périphériques. Ils se caractérisent par une confluence de fonctionnement de plusieurs équipements dans une même période. La pyramide d'automatisation industrielle est organisée de manière hiérarchique comme présentée dans la Figure 17. Ce dernier est constitué de quatre couches : la première s'appelle couche d'instrumentation où l'on trouve les capteurs, les préactionneurs et les actionneurs. La deuxième couche est la partie de contrôle : où l'on peut trouver les automates programmables (API), les régulateurs

(proportionnel, intégrateur, dérivateur) PID, les ordinateurs PC. Le troisième niveau est la Plateforme logicielle modulaire (SCADA/MES « Manufacturing Execution System »). Au sommet de la pyramide, on trouve l'ERP « Entreprise Ressource Planning ». Ce dernier est un logiciel qui gère la planification des ressources de l'entreprise (aspect administratif).

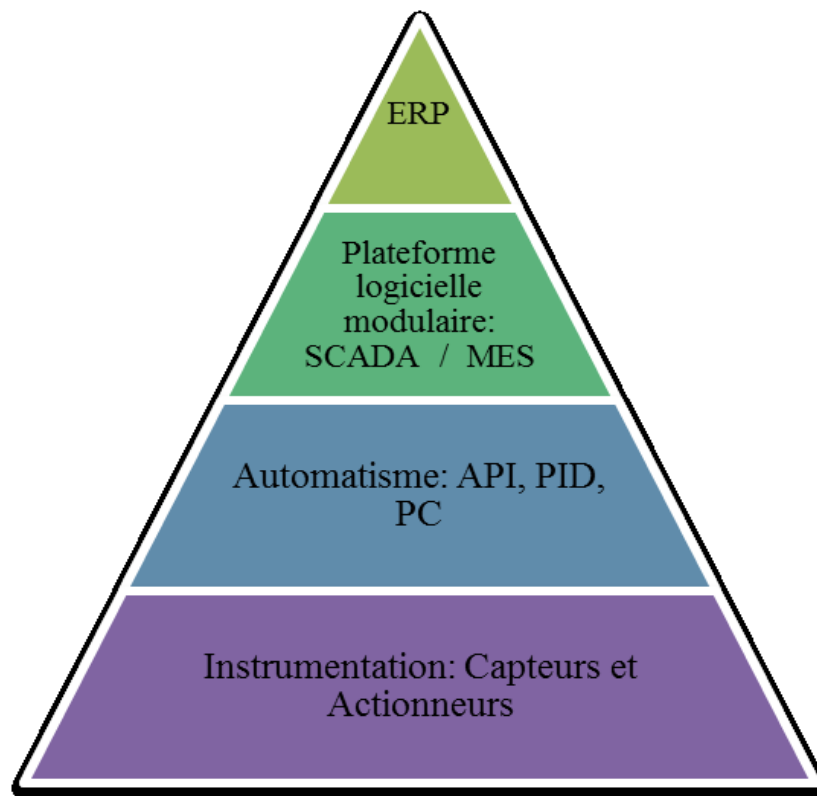


Figure 17 Pyramide d'automatisation industrielle [50]

Cette pyramide a vécu une évolution d'optimisation dans le temps. Au lieu d'avoir deux couches séparées : le SCADA et le MES (qui a pour rôle principal d'assurer le suivi de la production), ces derniers ont été fusionnés dans une même couche. Cette optimisation s'est effectuée parce qu'il n'y avait pas beaucoup d'échange d'informations entre le MES et le SCADA [50].

Dans ce mémoire, on s'intéresse seulement aux trois premiers niveaux.

2.3 SYSTEME SCADA EN GENERALE

SCADA est l'acronyme de « Supervisory Control And Data Acquisition ». En effet, le SCADA est un système de surveillance et de contrôle qui permet de gérer en temps réel et à tout moment un grand nombre de données de mesure. De plus, le système enregistre certaines données programmées dans une base de données [51-52]. Cependant, une application SCADA est constituée de deux éléments:

Le premier est un mécanisme du système de processus qui permet de surveiller et contrôler à distance des unités. Nous pouvons citer quelques unités : une centrale électrique, une centrale de télécommunication, un réseau de contrôle et de surveillance (eau, gaz, électricité...), une unité de raffinage, un site isolé (Parc éolien, Site minier...), un système de feu de circulation, ou toute autre application connexe [53].

Le deuxième élément est un réseau d'instruments intelligent qui interagit avec le premier élément par l'intermédiaire des capteurs et des sorties de commande. En particulier, le réseau d'instruments intelligent permet au système SCADA de mesurer et contrôler le processus de l'unité supervisé [54].

Le système SCADA présente le noyau (gestionnaire en temps réel) de divers modules qui gèrent tous les composants du système. Cette définition peut se résumer dans la Figure 18.

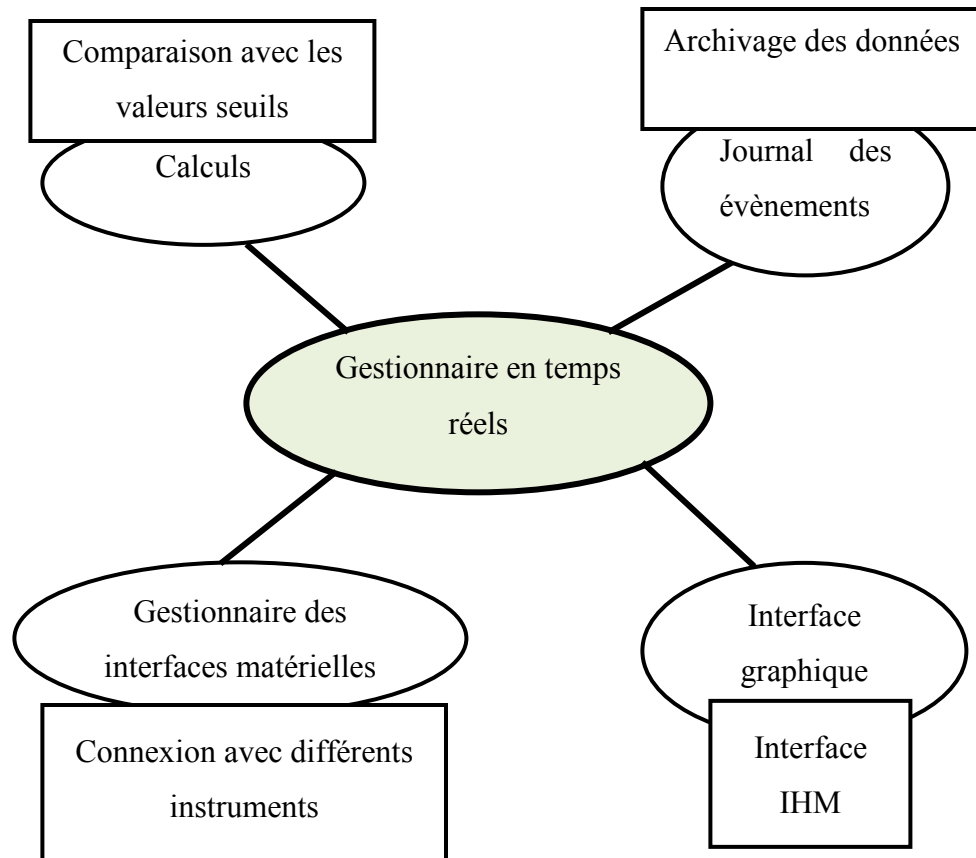


Figure 18 Organisation logicielle de superviseur [55]

2.4 LES COMPOSANTS D'UN SYSTEME SCADA

2.4.1 SCADA pour l'automatisation et le contrôle

Une fois la configuration des installations du système est réalisée, à savoir : la programmation des entrées/sorties du contrôleur, la configuration du serveur, la configuration des instruments de mesure, la communication entre les différents équipements, il convient de se concentrer sur la mise en place d'un système SCADA. En effet, le système SCADA est capable de transférer des informations entre une salle de contrôle composé d'un ou plusieurs ordinateurs « hôte » à un certain nombre des unités

terminales distantes RTU ou à des automates situés au même endroit ou à des endroits différents [56].

Le système SCADA permet également le contrôle du processus à travers la commande de certains appareils à distance (ouverture et la fermeture des actionneurs) , l'envoi des instructions (profile de charge), etc.

De cette façon, le SCADA assure la surveillance et la sécurité de l'ensemble du système en émettant des données critiques. Il permet de prendre des décisions d'urgence qui ont pour but d'améliorer la maintenance des installations.

2.4.2 Archivage des données

L'archivage des données est l'un des principaux éléments d'un système SCADA. De ce fait, il permet d'archiver les données provenant de diverses installations du système. Les informations enregistrées peuvent être des données structurées (données relationnelles ...) ou des données non structurées (documents, images ...).

2.4.3 Gestion d'alarme

La configuration des alarmes a évolué de façon spectaculaire au cours des dernières décennies. Dans les années 1970, l'ajout d'une nouvelle alarme était complexe et présentait des coûts élevés. De nos jours, avec l'utilisation des systèmes SCADA, cela est devenu plus facile à réaliser [56].

Le rôle principal des alarmes est de maximiser la productivité du système de production et de fournir plus de sécurité tant aux installations qu'aux opérateurs. La gestion des alarmes ne consiste pas seulement à réduire les anomalies, mais également de rendre les opérateurs à devenir plus efficaces. Ceci en obtenant la bonne information au bon moment [57].

2.4.4 Interface homme-machine IHM

L'interaction entre l'utilisateur du système SCADA et les différents équipements d'une installation se fait via une interface graphique. Cette interface contient des représentations synoptiques qui centralisent le contrôle d'un procédé sur un seul écran.

Aussi, l'IHM permet d'avoir un affichage clair et simple des différentes données du système (états d'entrées /sorties, alarmes, etc.) en temps réel.

2.5 ÉVOLUTION DE L'ARCHITECTURE SCADA

En parallèle avec la croissance des technologies de l'informatique, les systèmes SCADA ont également évolué [58]. Cette évolution est présentée par quatre générations :

- La première génération : monolithique
- La deuxième génération : distribuée
- Troisième génération : en réseau
- Quatrième génération : informatique du nuage

2.5.1 Système SCADA monolithique

Lors de l'apparition des premiers systèmes SCADA, le concept informatique de cette génération a été centré sur les systèmes « mainframe ». De ce fait, un ordinateur de grande puissance de traitement communique avec toutes les unités terminales distantes. Cette architecture se caractérise par l'inexistence de réseaux entre les différentes stations. Ceci permet aux systèmes de fonctionner d'une manière autonome. Cette configuration est présentée dans la Figure 19.

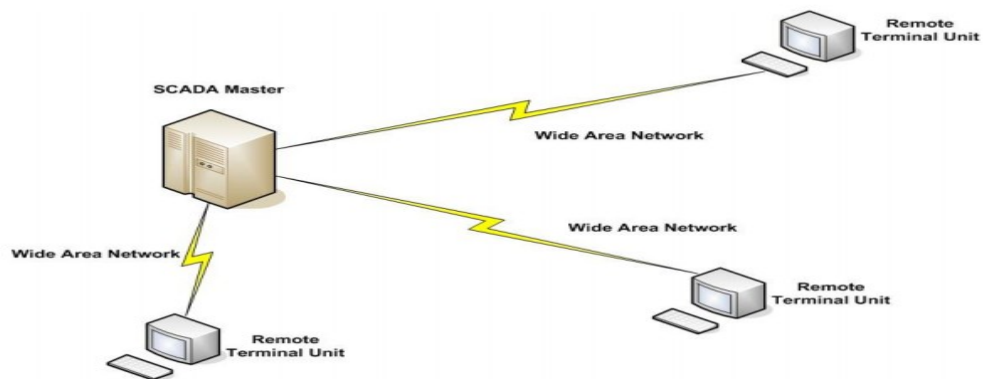


Figure 19 Architecture monolithique [59]

2.5.2 Système SCADA distribué

Le système SCADA distribué fait partie de la deuxième génération des systèmes SCADA. Dans cette architecture, le traitement des données est partagé entre plusieurs stations reliées par un réseau local « LAN » qui échangent les informations entre elles en temps réel. Chaque station se caractérise par un rôle spécifique. De ce fait, elle optimise le coût et la taille du système de la première génération. Cette architecture est présentée dans la Figure 20.

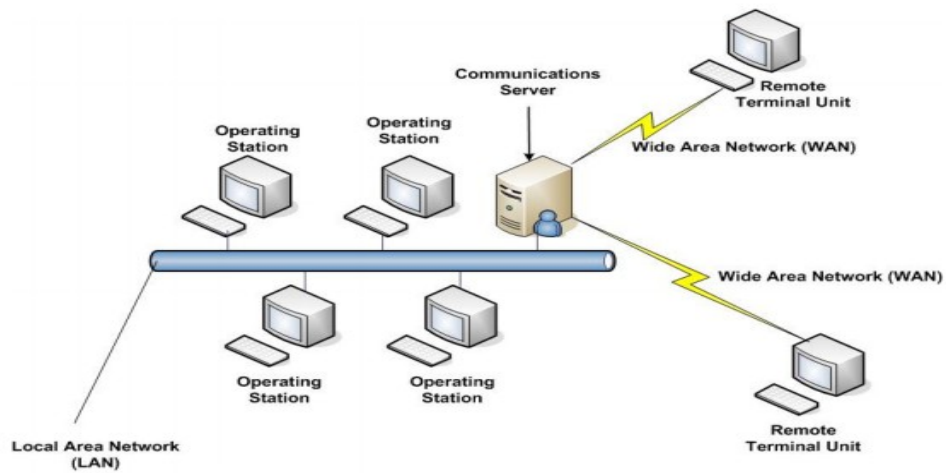


Figure 20 Architecture distribuée [59]

2.5.3 Le système SCADA en réseau

La Figure 21 illustre le principe de cette troisième génération de système SCADA. La seule différence entre la deuxième génération et celle-ci est que le système s'est modernisé grâce à l'utilisation des normes et des protocoles de communication ouverts. Aussi, cette architecture permet au système SCADA de fonctionner non seulement sur un réseau local «LAN», mais aussi d'utiliser un réseau étendu «WAN». Cette génération se caractérise par une amélioration des standards de sécurité. Elle permet aussi de faire la maintenance et la mise à jour du système à temps convenable.

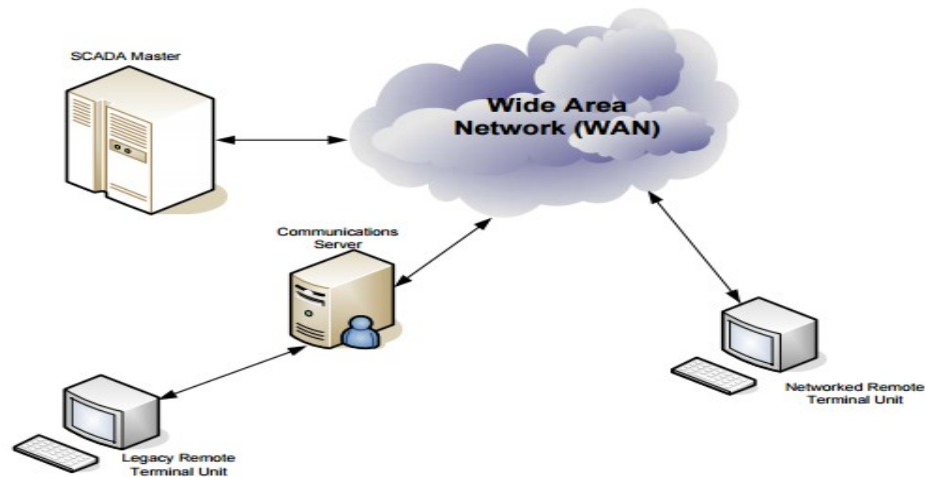


Figure 21 Architecture en réseau [59]

2.5.4 Système SCADA appliquant le principe de l'informatique du nuage

C'est la dernière génération des systèmes SCADA qui adopte la technique de l'informatique du nuage plus connue sous le nom « Cloud Computing ». Cette architecture représente plusieurs avantages, à savoir : la réduction considérable des coûts d'infrastructure et la diminution des coûts de maintenance. Ce nouveau principe du système peut être déployé n'importe où et avec n'importe quel type de plateforme. Cette architecture est présentée dans la Figure 22.



Figure 22 Architecture en Internet d'objets [60]

2.6 LES ARCHITECTURES DU PROTOCOLE DE COMMUNICATION

La commission électrique internationale (IEC) a développé des normes qui utilisent l'un des modèles de référence suivants [61] :

2.6.1 Modèle OSI

L'acronyme OSI signifie « Open System International ». C'est un standard de communication en réseau. Les protocoles basés sur le modèle OSI sont normalement des applications plus larges. Cette architecture contient 7 couches. Le modèle est présenté dans la Figure 23.

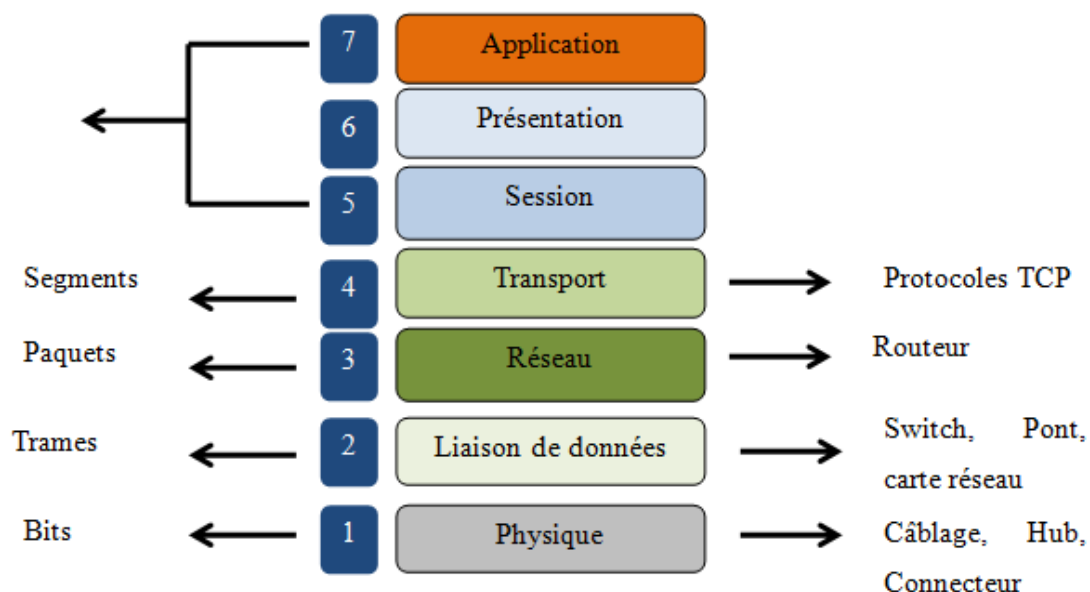


Figure 23 les couches de modèle OSI [62]

Le rôle de chaque couche est expliqué dans les points suivants :

- La première couche est la couche physique: elle représente le support de transmission des données qui peuvent se faire soit par : un fil de cuivre, une fibre optique, des ondes hertziennes...
- Le deuxième niveau est la liaison de données: elle se charge d'encoder ou de moduler les données pour qu'elles soient transportables par la couche physique. Elle permet aussi de détecter les erreurs de transmission et de synchronisation.
- Le troisième est la couche réseau : elle se charge du transport, de l'adressage et du routage des paquets.
- Le quatrième niveau est le transport : il se charge de la liaison d'un bout à l'autre d'une machine. Aussi, elle s'occupe de la fragmentation des données en des segments. Et, éventuellement, elle vérifie que les données ont été transmises correctement.

- La cinquième couche est la session : son rôle est de maintenir des sessions c'est-à-dire de commencer le dialogue entre deux machines et de vérifier que les équipements sont prêts à communiquer entre eux (identification, etc.).
- Le sixième niveau est la présentation : il se charge de la représentation des données indépendantes, du type du microprocesseur ou du système d'exploitation.
- La septième et la dernière couche est l'application: à ce niveau se trouvent les protocoles de communication.

2.6.2 Architecture de performance améliorée (EPA)

C'est un modèle optimisé du modèle OSI qui se compose seulement de trois couches. Cette architecture fournit une performance optimale pour les applications de télé –contrôle. Le modèle EPA appartient aux standards modernes des systèmes SCADA. En effet, on trouve le protocole de communication DNP3 (Distributed Network Protocol) et le standard IEC 60807-5 [54]. Le modèle EPA est présenté dans la Figure 24.

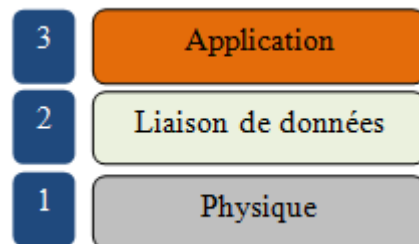


Figure 24 Les couches de modèle EPA [62]

2.7 LES PROTOCOLES DE COMMUNICATION D'UN SYSTEME SCADA :

La complexité de mettre en place un système SCADA se présente en grande partie dans le choix des protocoles de communication entre les différents dispositifs de l'installation. Dans la partie ci-dessous, les protocoles les plus connus sont présentés.

2.7.1 Modbus

Modbus est un protocole de communication série développé par Modicon. C'est une méthode utilisée pour transmettre des informations en série (une après l'autre) entre les dispositifs électroniques. Le dispositif demandant les informations est appelé le « Maître », alors que, le dispositif qui fournit les informations est « l'esclave ». Dans un réseau Modbus standard, un maître a jusqu'à 247 esclaves où chaque esclave a une adresse unique de 1 à 247. Aussi, le maître peut écrire des informations sur les esclaves [63].

Ce protocole est ouvert, c'est-à-dire qu'il est gratuit et utilisable par n'importe quelle entité (compagnies électroniques, fabricants des équipements, etc.). Ce protocole est devenu un standard de communication dans l'industrie. Modbus est généralement utilisé pour transmettre les signaux des appareils d'instrumentation. Par exemple, un système qui mesure la température ou l'humidité utilisera le protocole Modbus pour communiquer les résultats à un ordinateur de supervision. Souvent, ce protocole est utilisé pour connecter une unité terminale distante (RTU) à un système SCADA.

Le protocole Modbus de base entre un maître et l'esclave est présenté dans la Figure 25.

Adresse	Code de fonction	Information	Correction d'erreur
---------	---------------------	-------------	------------------------

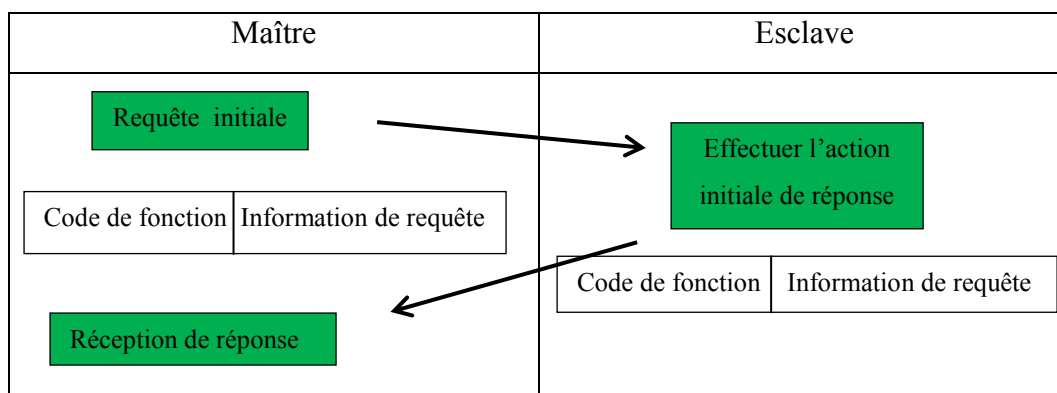
Figure 25 Représentation d'un protocole Modbus de base

2.7.2 Modbus RTU

Modbus RTU est un protocole ouvert qui transmet les données en série utilisant des câbles (RS-232 ou RS-485) dérivés de l'architecture maître/esclave. C'est un protocole largement accepté en raison de sa facilité d'utilisation. Ce protocole est utilisé dans les systèmes de gestion de bâtiment (BMS), ainsi que dans les systèmes automatiques industriels [64-65].

Le message de Modbus RTU se compose d'une architecture 16-bits. La simplicité de cette architecture est d'assurer la fiabilité de transmission des messages. Ce protocole peut être utilisé pour transférer des virgules flottantes, des Tableaux, des textes ASCII, des files d'attente, et d'autres données non liées. Le Tableau 1 présente le type de communication entre le maître et l'esclave.

Tableau 1 : Méthode de communication entre le maître et l'esclave en utilisant le Modbus RTU



2.7.3 Modbus ASCII

C'est un autre type de mode de transmission Modbus, qui utilise le même support physique de communication de mode RTU.

Lorsque les automates sont configurés pour communiquer sur un réseau utilisant le mode Modbus ASCII (American Standard Code for Information Interchange), le message est transmis en deux caractères ASCII pour chaque octet. Le mode ASCII permet d'éviter de générer des erreurs par sa transmission ultra-rapide des données (intervalle de temps allant jusqu'à une seconde pour délivrer un message) [66].

2.7.4 Modbus TCP/IP

Le *Transmission Control Protocol* (TCP) et l'*Internet Protocol* (IP) sont des protocoles fiables qui utilisent la couche de transport du modèle OSI. Ces protocoles sont utilisés conjointement. Lorsque des informations sur Modbus sont envoyées en utilisant ces protocoles, les données sont transmises à TCP puis envoyées dans une adresse IP. Ensuite, IP place les données dans un paquet (ou datagrammes) et le transmet dans un dispositif de réception.

Ce protocole fonctionne avec le mode Client / Serveur. Les clients sont tous actifs, le serveur est complètement passif. Chaque client a le droit de lire et écrire dans le serveur. Les trames à envoyer contiennent une fonction et une instruction à traiter : écriture et/ou lecture. Chaque serveur possède sa propre adresse IP [67].

La performance d'un réseau Modbus TCP dépend fortement du type et de la conception du réseau Ethernet. Ce dernier utilise les performances des processeurs dans les interfaces de communication pour les dispositifs respectifs. Modbus TCP est une approche pragmatique qui utilise Ethernet comme un moyen de transmission de données pour les applications d'automatisation [67].

2.7.5 Modbus Plus

Le Modbus Plus est un protocole pair à pair (chaque client est aussi un serveur) qui transmet des données à une vitesse de 1Mb/s. Ce protocole spécifie la couche logicielle ainsi que la couche matérielle. Les conducteurs et les raccordements doivent être utilisés avec un réseau Modbus Plus [67]. Généralement, ce protocole n'est pas utilisé pour une communication à temps réel, car il utilise un câble. Cependant, il présente d'autres difficultés liées à la communication [68].

2.7.6 Profibus

Profibus signifie « bus des processus de terrain ». C'est une norme de réseau en général, utilisé au sein des systèmes de contrôle industriels. Plusieurs systèmes peuvent être utilisés avec la norme Profibus, tels que : le système SCADA, le système numérique de contrôle et de commande Distributed Control System (DCS), l'automate API, l'assemblage et la manipulation des appareils de terrain Industrial Control System (ICS).

Profibus est utilisé dans plusieurs continents en Europe, en Asie, en Amérique et en Océanie. Ce protocole assure la communication entre les dispositifs de champs ou « entre l'unité terminale maître (MTU) et l'unité terminale distante (RTU) ». Profibus exige quelques spécifications d'utilisation. En effet, il faut utiliser un type de connecteur D. Aussi, la distance soutenue peut aller jusqu'à 24 km au maximum. Enfin, le débit d'accélération de transmission des données peut aller jusqu'à 12 Mb/s et la taille du message jusqu'à 244 octets par nœud [69].

La famille Profibus se compose de trois versions compatibles offrant de très grandes intégrités et une capacité adaptée au besoin.

- PROFIBUS DP - Périphérie décentralisée
- PROFIBUS FMS - Fieldbus Message Specification
- PROFIBUS PA - Process Automation

2.7.6.1 PROFIBUS DP : Périphérie décentralisée

Ce protocole se caractérise par un faible coût, une grande vitesse de communication entre les instruments et une simplicité d'utilisation. Ce périphérique est généralement conçu pour un usage interne (montage en armoire). Les technologies de connexion utilisée par ce protocole sont :

- Cable deux-cores, RS485 à paire torsadée.

- Sub-D 9 broches ou connecteurs M12.
- Câblage par plastique ou fibre optique ou en verre.
- Connecteurs à fibre optique : BFOC (ST).

2.7.6.2 PROFIBUS FMS : Fieldbus Message Specification :

Le protocole Profibus FMS est utilisé dans l'architecture client-serveur pour assurer la communication entre les appareils d'automatisation au niveau du contrôle. Ce type de protocole utilise le câblage par fibre optique comme technologie de connexion.

2.7.6.3 PROFIBUS PA: Process Automation :

Le protocole Profibus PA est développé spécifiquement pour l'industrie de procédés pour remplacer la transmission 4-20 mA. Ce protocole se caractérise par une connexion à deux fils, l'un portant sur la puissance et l'autre sur les données. Profibus PA est généralement conçu pour une utilisation externe (montage sur le terrain) [70]. La technologie de connexion utilisée s'appelle "Manchester Bus Powered" (MBP) qui assure le câblage de deux noyaux.

2.7.7 PROFINet

PROFINet est une norme pour les réseaux industriels dans l'automatisation. Il permet la connexion des appareils, des systèmes et des cellules. Le protocole facilite la réalisation d'automatismes, il est moins coûteux et offre une meilleure qualité. PROFINet s'intègre facilement dans les systèmes et les équipements existants, tout en apportant l'avantage d'utiliser le mode Ethernet dans l'installation [70].

La communication PROFINet sur Ethernet s'échelonne sur trois niveaux de performance :

- 1) TCP/UDP et IP pour les échanges sans exigence en temps réel (paramétrage et configuration).

- 2) SRT (Soft Real Time) pour les données du procès utilisé à temps critique.
- 3) IRT (Isochronous Real Time) pour des applications pointues comme la commande et la synchronisation.

Ce protocole utilise des câbles à paire torsadée blindée comme les connecteurs universels (RJ45 ou M12).

La Figure 26 montre l'utilisation des normes Profibus / Profinet dans l'architecture industrielle. Le protocole PROFIBUS utilise le modèle EPA, alors que le protocole PROFINET utilise le modèle OSI.

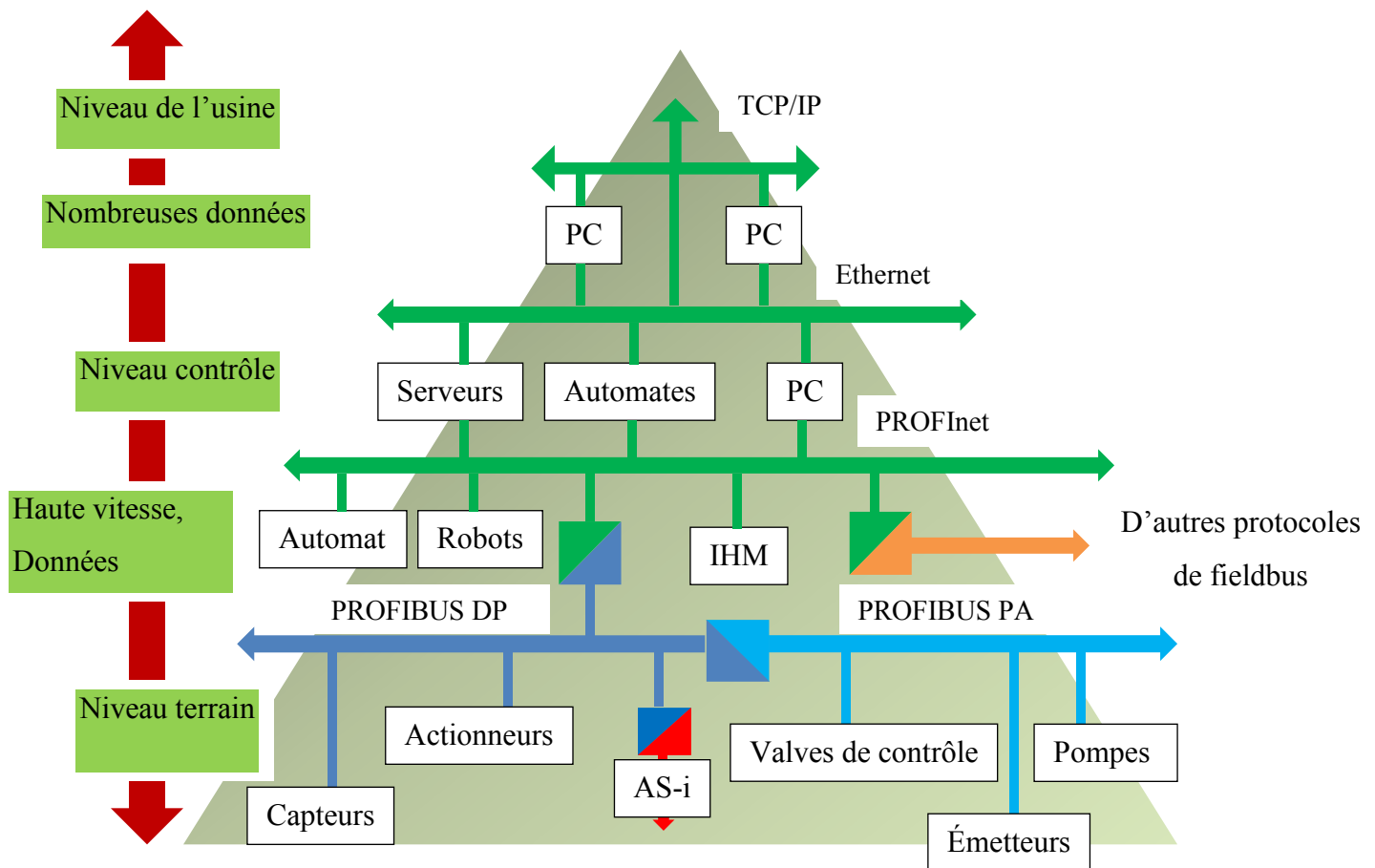


Figure 26 Utilisations de protocole Profibus/ Profinet dans l'architecture industrielle [70]

L'interfaçage entre les protocoles Profibus et Profinet est assuré par l'utilisation d'un proxy ou une passerelle standardisée.

2.7.8 DNP3

DNP3 est l'acronyme de « Distributed Network Protocol » est un protocole ouvert et public. DNP3 est basé sur l'utilisation du modèle EPA « Enhanced Performance Architecture ».

Le protocole DNP3 utilise une transmission série ou internet (IP) pour assurer la communication entre l'unité maître terminale (MTU) et l'unité terminale distante (RTU) [73]. Ce protocole a été sélectionné en tant que pratique recommandée par le groupe de travail IEEE C.2, comme un protocole de communication entre l'unité terminale distante « RTU » et les dispositifs électroniques intelligents (IED).

2.7.9 IEC60870-5

IEC60870-5 est un standard basé sur le modèle de référence réduit appelé architecture de performance améliorée (EPA). La commission électrotechnique internationale (IEC) a développé le premier protocole complet connu sous le nom 60870-5-101 pour la communication SCADA. En effet, c'est un protocole standard de communication internationale pour le télé-contrôle des systèmes de transmission de puissance électrique. Le protocole est largement adopté dans de nombreux pays à travers le monde, qui communique par le réseau étendu « WAN ». Habituellement, les normes 60870-5-101 à 60870-5-103 sont utilisées dans des opérations industrielles électriques. La norme 60870-5-104, quant à elle, fournit des services de communication SCADA par l'utilisation de protocole de contrôle du transport (TCP) et le protocole internet (IP). Ce dernier fonctionne avec cinq couches : trois couches de la famille EPA et deux couches supplémentaires du modèle OSI. Ces dernières sont la couche de transport et la couche réseau [72].

2.7.10 DF1

Le protocole DF1 est un protocole de communication asynchrone orienté octet qui est utilisé pour communiquer avec les modules Allen–Bradley par le standard de transport RS-

232. La trame de données entrante contient huit bits de données sans parité et ne dépasse pas un taux de transmission de 19200 bauds. DF1 opère sur deux couches : la couche application et la couche liaison de données [73-74].

2.7.11 Protocole DH/DH+/DH-485

Ce sont des protocoles principalement utilisés par des automates de type Allen Bradley.

Le protocole DH signifie « Data High ». Il offre une communication demi-duplex avec l'utilisation du réseau local « LAN ». Le protocole de communication DH+ signifie « Data high plus » qui est le même que DH protocole, mais il dispose d'une limitation du système, également appelé « maître flottant ». Le protocole DH+ utilise le modèle EPA [75].

DH-485 est un protocole propriétaire qui assure la communication entre le système informatique (PC) et les dispositifs de terrain. La communication est assurée par un réseau local « LAN » à l'aide le connecteur RS-485.

2.8 LES LOGICIELS SCADA

De nos jours, il existe plusieurs fabricants des logiciels de supervision [76]. Ces logiciels sont divisés en deux types : propriétaires et ouverts. Les logiciels propriétaires sont vendus comme des solutions clés pour assurer seulement la communication des instruments du même fabricant. Le principal problème de ce type du SCADA est sa dépendance écrasante avec les fournisseurs. Alors que les logiciels ouverts sont plus populaires et plus utilisés en raison de leur interopérabilité qu'ils apportent au système. Les logiciels ouverts permettent à l'application SCADA de communiquer avec les instruments de différentes marques [77]. L'application SCADA comprennent une interface graphique homme-machine IHM qui permet de visualiser les variables d'état du système, changer les

points de consigne, informer l'utilisateur à l'état critique et de générer des tendances de données.

Généralement, chaque logiciel a un domaine d'utilisation spécifique, à noter : des logiciels spéciaux pour la détection des alarmes, pour les infrastructures, pour les procédés, etc. Les applications conçues par ces logiciels peuvent être accessibles par des sites web, par des équipements mobiles (cellulaires, tablettes, etc.).

2.8.1 Revue sur les logiciels SCADA commerciale dans le marché

Le Tableau 2 présente une revue sur quelques logiciels SCADA disponibles dans le marché :

Tableau 2 : Revue des logiciels SCADA

Nom du logiciel	Entreprise de développement du logiciel, Pays	Domaine d'utilisation	Les types de logiciels	Logiciel disponible ou besoin d'une licence
Simatic Wincc (TIA portal) Totally Integrated [78]	Siemens, un groupe international d'origine allemande	Industrielle qui utilise principalement la technologie Siemens	Spécifique pour supervision en temps réel, mais ce logiciel a fait preuve pour une évolutivité modulaire pour une application universelle	Demande une licence
Vijeo look [79]	Shneider Electric, un	Petite ou moyenne application,	Spécifique pour une supervision	Disponible sans licence

	groupe industriel européen à dimension internationale	Domaine industriel : fabrication, spécialement pour produit télémechanique	en temps réel pour une supervision locale	
RSview32 [80]	RockWell Automation, Etats-Unis	Industrielle, Pour grande application qui utilise spécifiquement les produits Allen-Bradley	Spécifique pour supervision en temps réel pour une architecture locale, cette application peut être migrer vers une supervision mobile	Demande une licence
MESbox SCADA [81]	ORDINAL software, France	Domaine industriel (sManufacturing) Services publics : enseignement , Recherche	Spécifique pour supervision locale en temps réel	Demande une licence
Pc vue [82]	ARC informatique, Entreprise Française	Gestion technique de bâtiments Production et distribution électrique Industrie Infrastructure Pétrole et gaz Transports Traitement	Supervision locale et mobile en temps réel, ainsi ce logiciel peut migrer vers une application Web	Demande une licence

		distribution d'eau. Camp éolien		
Intouch [83]	Shneider electric, un groupe industriel européen à dimension internationale	Industrielle Mines et métaux, Énergie	Supervision locale et mobile en temps réel	Demande une licence
Visual Real-Time Substation, [84]	Eaton, Société d'origine irlandaise, internationale	Industrielle Énergie Bâtiments	Supervision local en temps réel	Demande une licence
GE IFIX [85]	General Electric est un congloméra t américano- canadien	Différentes applications et industries : D'eaux usées, pharmaceutiques, biotechnologiques, de pétrole et de gaz et de la distribution d'énergie	Supervision locale et mobile en temps réel, ainsi ce logiciel peut migrer vers une application Web	Demande une licence
GE CIMPLICI TY [86]	General Electric est un congloméra t américano- canadien	Domaine industriel	Supervision locale et mobile en temps réel, ainsi ce logiciel peut migrer vers	Demande une licence

			une application Web	
Atvise SCADA [87]	Certec EDV GmbH,	Domaine industriel Dans les segments de transport, de l'énergie, fabrication, l'ingénierie, infrastructure et administration.	Supervision basée sur le Web	Demande une licence

2.8.2 Choix de logiciel SCADA à utiliser

Le premier critère de choix de logiciel est basé sur la disponibilité et de la licence de programme de supervision. Dans le cadre du présent projet, le TechnoCentre éolien a fourni une licence de logiciel CIMPLICITY de l'entreprise (GE). Ce choix a permis de concevoir une application complète pour l'architecture choisie du système hybride, afin de la tester sur le micro-réseau faisant partie de son site expérimental basé à Rivière-au-Renard.

2.9 DESCRIPTION DE LOGICIEL CIMPLICITY:

Le logiciel CIMPLICITY est un produit du General Electric (GE) qui propose des solutions complètes pour des tâches de contrôle et de surveillance en temps réel. Ce logiciel se caractérise par une architecture Client/serveur [88].

CIMPLICITY se caractérise par un moyen rapide et facile de le mettre en œuvre, de le maintenir et il sert à croître les performances d'un système d'automatisation. En effet, il se compose de deux principaux éléments : des serveurs très performants et des superviseurs souples. Cette architecture peut évoluer d'un simple nœud IHM à un système en réseau à multiples nœuds. Aussi, il permet d'ajouter facilement des serveurs et des superviseurs sans

avoir recopié la base de données d'un nœud à l'autre. Ceci réduit significativement le temps et les efforts nécessaires pour la mise en place et la maintenance de l'application SCADA.

Un des atouts principaux de CIMPLICITY est son architecture redondante qui lui permet de constituer un système à haute disponibilité avec un basculement transparent [88]:

- Redondance de serveurs,
- Redondance de câbles,
- Redondance d'automates,

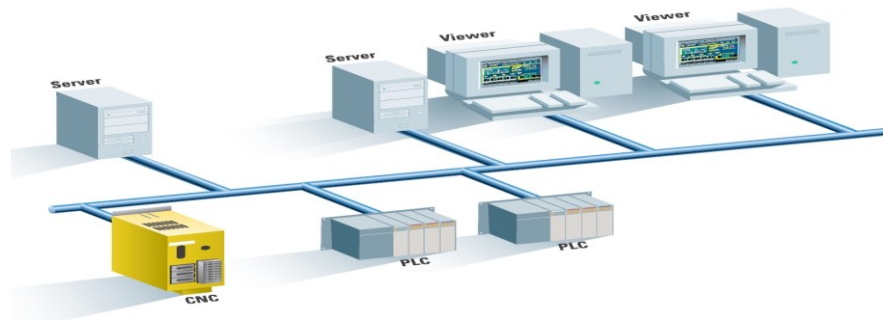


Figure 27 Architecture Client/serveur

Le rôle des serveurs CIMPLICITY est de collecter et de distribuer les données du système, ils partagent de façon transparente les données tout en fournissant aux utilisateurs une vue en temps réel des processus surveillés. Bien que, le rôle des clients de CIMPLICITY permette aux utilisateurs de visualiser et d'interagir avec les données diffusées par le serveur.

2.9.1 Environnement de programmation de CIMPLICITY

Le logiciel CIMPLICITY contient plusieurs modules intégrés, ou l'application Workbench est le centre de ce logiciel, ce module permet de : mettre à jour la configuration, connecter le projet avec le serveur, paramétrer les différents modules utilisés dans le projet, configurer la sécurité de l'application, configurer la liste des alarmes, choisir la base de données à utiliser, arrêter ou démarrer l'application SCADA et de gérer les

différentes fonctionnalités d'un projet à travers une fenêtre facile à utiliser. La Figure 28 montre une capture d'écran de la fenêtre Workbench.

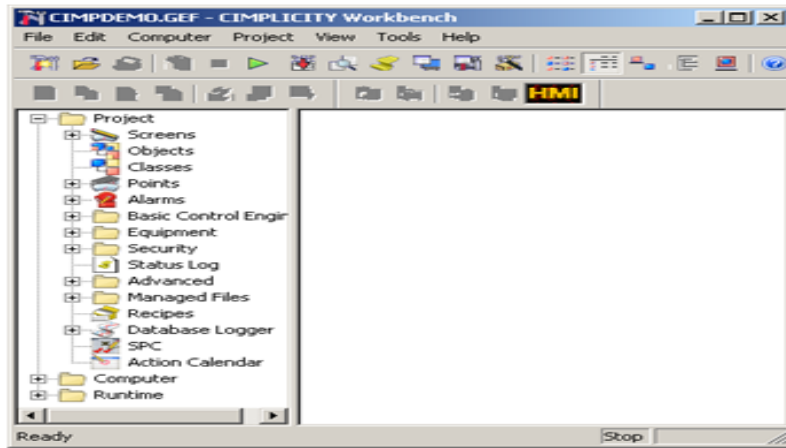


Figure 28 Fenêtre de Workbench de CIMPPLICITY

2.9.2 Programmation d'un projet CIMPPLICITY

Pour programmer l'application SCADA, on trouve plusieurs moyens tels que :

- Programmation de gestion des écrans
- Programmation en utilisant les données du système local « date, heure ... »
- Programmation de la surveillance des données
- Programmation de contrôle et de commande
- Programmation et paramétrage des alarmes
- Programmation et paramétrage d'archivage des données
- Programmation et paramétrage des utilisateurs de l'application

2.9.2.1 Programmation de gestionnaire des écrans

Ce genre de programmation assure la transition entre les différentes interfaces de l'application SCADA, l'ouverture et la fermeture des fenêtres.

2.9.2.2 Programmation en utilisant les données locales

Cette étape de programmation consiste à utiliser les paramètres du système de l'ordinateur de supervision comme la date, l'heure, etc. afin de les afficher dans l'interface graphique IHM.

2.9.2.3 Programmation de surveillance des données

Cette partie de programmation consiste à lire et afficher directement les données acquises par les différents instruments de mesure.

2.9.2.4 Programmation de contrôle et de commande

Ce type de programmation consiste à programmer les boutons et assure le contrôle et la commande à distance de certains équipements (fermeture, ouverture, envoyez des consignes de commande d'un banc de charge, etc..). En utilisant un langage de programmation VBA spécifique pour le logiciel CIMPLICITY.

2.9.2.5 Paramétrage de fréquence d'acquisition des données

Le défi principal pour un système d'archivage de données consiste à déterminer la quantité d'informations nécessaires à enregistrer pour éviter le débordement de la base de données et pour faciliter l'accès aux données archivées.

CIMPLICITY offre une méthode simple et flexible pour paramétrer l'archivage des données. Parmi, les options offertes par l'outil CIMPLICITY sont les suivantes :

- Configurer les conditions d'archivage des données (temps, fréquences, taux de variation de la valeur à archiver...)
- Configurer la sécurité de la base de données (spécifier un nom et un mot de passe de la base de données)
- Classifier le type des données (alarmes, données, etc.)

- Paramétrer la maintenance de la base de données (la période et la fréquence de la maintenance, mettre des conditions pour la suppression des certaines données inutiles afin de vider la base de données).

2.9.2.6 Configuration des alarmes

Une bonne configuration d'alarmes permet à l'utilisateur d'identifier facilement l'anomalie. Le logiciel CIMPLICITY offre certaines options qui permettent de faire une meilleure configuration des alarmes, il permet de :

- Classifier les alarmes
- Faire une notification sur la gravité des alarmes entre (0 et 1000)
- Mettre une description sur le message qui s'affiche dans l'observatoire des alarmes lorsque l'alarme est activée
- Paramétrer l'archivage des événements des alarmes par exemple (lorsque l'alarme est déclenchée, supprimée, reconnue ou réinitialisée)
- Identifier l'utilisateur autorisé de voir l'alarme (administrateur, client, opérateur...).
- Faire un paramétrage audio pour certaines alarmes.
- Spécifier à chaque alarme une couleur qui indique l'état de l'alarme (générer, reconnu, supprimer) dans l'observatoire des alarmes.

2.9.2.7 Configuration des utilisateurs

La configuration des utilisateurs offre à une personne physique la possibilité de travailler sur un projet CIMPLICITY. Un utilisateur peut être créé dans CIMPLICITY et affecté par un nom, un mot de passe et un rôle.

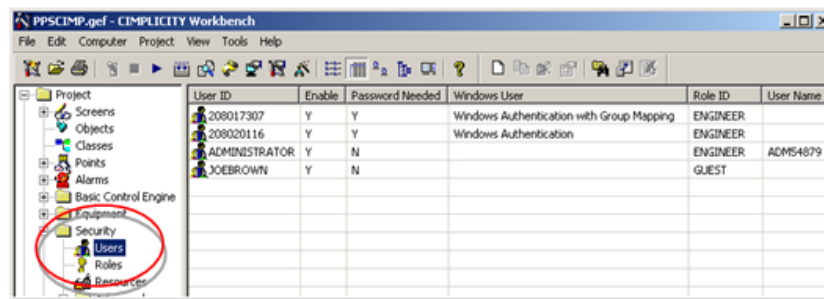


Figure 29 Gestionnaire des utilisateurs CIMPLICITY

2.10 CONCLUSION

Lors de ce chapitre, une présentation des principaux éléments d'un système SCADA a été proposée. L'évolution dans le temps du système SCADA a démontré qu'il est aujourd'hui de plus en plus ouvert et utilisé dans divers domaines d'application (industriel, éducation, énergétique, etc.). Après l'étude des différents logiciels, le programme CIMPLICITY développé par General Electric (GE) a été retenu pour deux raisons : la polyvalence d'utilisation du logiciel et une disponibilité de la licence fournie par le TechnoCentre éolien.

Ce logiciel se base sur une architecture client/serveur, qui permet une meilleure communication entre les différents éléments. L'environnement de programmation est très favorable pour développer une application complète pour superviser un système hybride d'électrification d'un site isolé.

CHAPITRE 3

MODÉLISATION ET CONCEPTION DU SYSTÈME SCADA POUR L'ARCHITECTURE ÉLECTRIQUE CHOISIE

3.1 INTRODUCTION

L'automatisation des équipements électriques pour des réseaux décentralisés a prouvé son importance comme ultime moyen intervenant tout aussi bien en gestion qu'en sécurité des installations. Cependant, l'efficacité du système hybride s'accroît en implémentant un système de supervision : cette combinaison est devenue une des pierres angulaires des industries modernes, notamment dans les parcs éoliens.

Au cours de ce chapitre, une architecture d'un système hybride dédié à l'électrification d'un site isolé est présentée. Ainsi seront présentés les instruments nécessaires pour assurer la fonction de supervision et de contrôle du système proposé. Finalement, la structure du système SCADA choisi sera également analysée.

3.2 PRÉSENTATION DE LA CONFIGURATION A SUPERVISER

L'architecture du système hybride adopté dans ce projet a été réalisée par Miloud Rezkallah, de l'ÉTS, dans le cadre d'un projet conjoint entre l'UQAR, l'ÉTS, l'Institut technologique de maintenance industrielle (ITMI) et le TCE portant sur l'optimisation de l'électrification des sites isolés. La configuration choisie est présentée dans la Figure 30. Elle représente un système hybride de type éolien-photovoltaïque-diesel avec stockage par batteries. Il représente une solution prometteuse pour électrifier un site isolé comme le camp Esker.

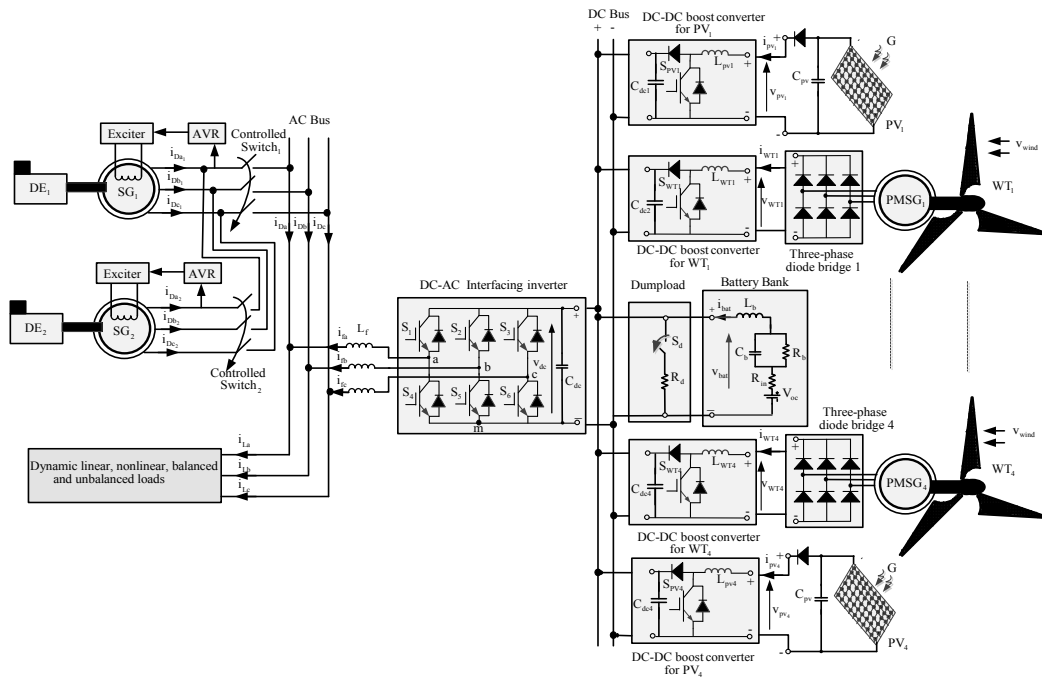


Figure 30 Configurations de système d'alimentation à superviser [89]

Cette configuration se compose de deux bus interconnectés un bus AC et un bus DC. Sur le bus AC, deux diesels sont connectés en parallèle ainsi qu'une charge principale. La liaison entre le bus DC et AC se réalise à l'aide d'un onduleur qui a pour rôle de convertir le courant continu en courant alternatif. Sur le bus DC, on retrouve quatre éoliennes, quatre panneaux photovoltaïques, des bancs de batteries, une charge secondaire ainsi que des convertisseurs élévateurs (Boost converter).

Les détails techniques des différents composants électriques de l'architecture retenue sont présentés dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Les équipements à superviser [89]

Éléments	Description
Éolienne + convertisseurs	Quatre éoliennes de type Bergey BWC-S de puissance de 10 kW. Générateur électrique de l'éolienne: Machine synchrone à aimant

de puissance	<p>permanent.</p> <p>Quatre redresseurs à diode.</p> <p>Quatre convertisseurs DC-DC éleveurs (pour extraire le maximum de puissance et pour maintenir la tension à la borne du bus DC constante).</p>
PV + convertisseur de puissance	<p>Quatre panneaux photovoltaïques de 5 kW.</p> <p>Quatre convertisseurs éleveurs DC-DC (pour extraire le maximum de puissance et pour maintenir la tension à la borne du bus DC constante).</p>
Batteries	Banc de batterie de (20*48V) de capacité 150 AH.
Charge secondaire	Une charge secondaire avec son contrôleur pour dissiper le surplus de puissance afin de maintenir la fréquence du système constante et de protéger les batteries contre la surcharge.
Convertisseur de puissance d'interfaçage	Un onduleur triphasé de 80 kW (ce convertisseur doit assurer la régulation de la tension et de la fréquence au niveau du bus DC-AC).
Générateur Diesel + Switch	<p>Deux générateurs diesels GD de modèles Caterpillar D30-8 de puissance 27 kW</p> <p>Deux générateurs électriques (Machine synchrone à pôle saillante)</p> <p>Deux contrôleurs de l'excitation du rotor du générateur électrique</p> <p>Deux gouverneurs pour la régulation de la vitesse</p> <p>Deux contrôleurs de tension automatique (AVR)</p> <p>Deux interrupteurs pour connecter et déconnecter les deux génératrices GD du bus AC.</p> <p>Deux contrôleurs d'interrupteurs pour assurer une synchronisation parfaite entre le bus AC et les génératrices diesel.</p>

3.3 LES PRINCIPAUX ELEMENTS D'UN SYSTEME DE SUPERVISION

Pour assurer le contrôle des différentes installations, il est important d'ajouter à la configuration choisie des équipements supplémentaires de contrôle et de supervision. Ces équipements sont présentés dans la partie suivante.

3.3.1 Automate programmable

Un automate programmable industriel (API) est présenté par une machine électronique programmable. Son rôle principal est de piloter en temps réel plusieurs équipements dans une ambiance industrielle [90]. L'automate programmable peut être adaptable à une variété d'applications (composants, langage). De ce fait, il est de construction modulaire. La Figure 31 montre un exemple d'automate.



Figure 31 Automate programmable modulaire [90]

3.3.1.1 Structure principale d'un API

La structure principale générale d'un API se caractérise par [91]:

- Le coffret : rack, baie ou cartes
- Le type: compact ou modulaire
- La tension d'alimentation
- La taille du mémoire
- Le type de sauvegarde (EPROM, EEPROM, pile...)

- Le nombre d'entrées/ sorties
- Les modules complémentaires (analogique, communication...)
- Le langage de programmation

3.3.1.2 Fonctionnement de l'automate

L'automate programmable reçoit les informations relatives à l'état du système à partir des différentes entrées (les capteurs), puis elle commande les sorties (les préactionneurs) suivant le programme inscrit dans sa mémoire.

Le microprocesseur intégré dans l'automate réalise toutes les fonctions logiques ET, OU, les fonctions de temporisation, de comptage et de calcul.

Le microprocesseur est connecté avec d'autres éléments (la mémoire, l'interface entrée/sortie) par des liaisons parallèles appelées « Bus » qui transmettent les données sous forme binaire.

La Figure 32 présente le fonctionnement cyclique d'un API [91].

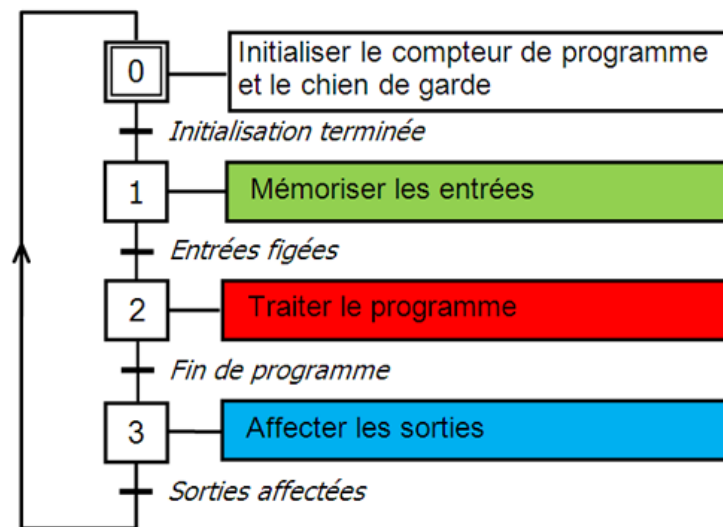


Figure 32 Fonctionnements cycliques d'un API [81]

3.3.1.3 Environnement de programmation

La commission électrotechnique internationale (CEI) a défini de différents langages de programmation de l'automate [91], à savoir:

- Le langage liste d'instruction (LIST): c'est un langage de programmation textuel réservé aux utilisateurs cherchant une programmation proche du langage machine. Son avantage est qu'il optimise l'utilisation de l'espace mémoire et le temps d'exécution.
- Le langage schéma à contacts (CONT): c'est un langage de programmation graphique conçu pour les utilisateurs familiers avec les schémas de circuits. Il permet de suivre facilement le trajet du courant entre les barres d'alimentation en passant par les contacts, les éléments complexes et les bobines.
- Le langage logigramme (LOG): c'est un langage de programmation conçu pour les utilisateurs habitués aux boîtes logiques et de l'algèbre booléenne.
- Le langage de contrôle structuré (SCL) : il est conçu pour les tâches de gestion des données et pour le traitement des fonctions mathématiques complexes, conformément à la norme CEI 113-3.
- Le langage graph : il permet de programmer graphiquement les commandes séquentielles.

3.3.1.4 Topologie possible

Pour communiquer plusieurs automates entre eux, on trouve trois topologies possibles [90] :

3.3.1.4.1 Topologie en étoile

Cette topologie se définit par un centre de traitement de données qui permet d'échanger les informations entre plusieurs stations en passant par une station centrale. La Figure 33 montre un exemple de topologie en étoile.

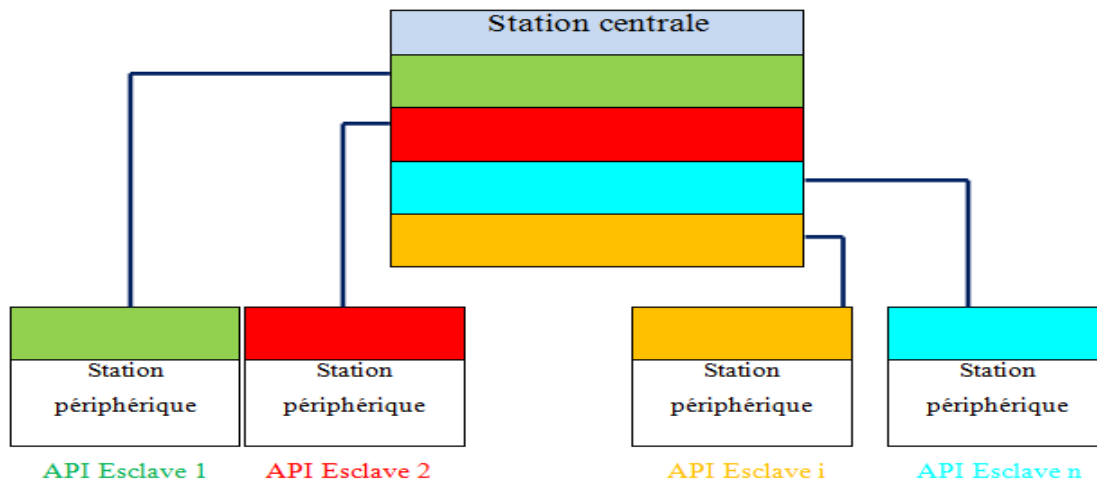


Figure 33 Topologie en étoile [90]

Les avantages et les inconvénients de cette topologie sont présentés dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Avantages et inconvénients de la topologie en étoile

les avantages	les inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> - Grande vitesse d'échange - Supporte différents types de transmission - Pas de gestion d'accès au support 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût global élevé - Évolutions limitées - Tout repose sur la station centrale

3.3.1.4.2 Topologie en anneau

La topologie en anneau est présentée dans la Figure 34. Toutes les entités de cette topologie sont raccordées dans une boucle fermée. En effet, elle permet aux différents automates de communiquer en série entre eux.

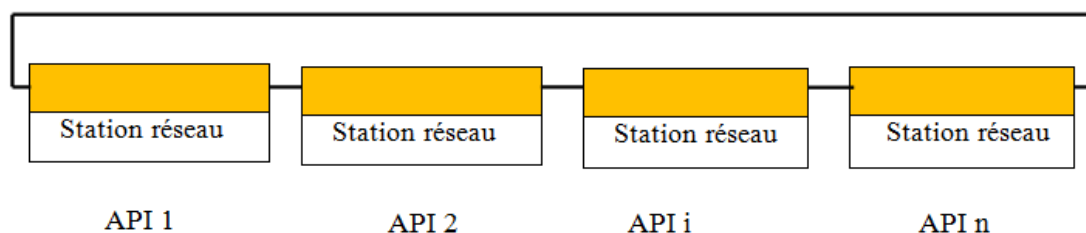


Figure 34 : Topologies en anneau [90]

Les principaux avantages et inconvénients de cette topologie sont présentés dans le Tableau 5.

Tableau 5: les avantages et les inconvénients de la topologie en anneau

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> - Le signal régénéré est fiable - Un contrôle facile des échanges (le message revient à l'émetteur). 	<ul style="list-style-type: none"> - Chaque station est bloquante - Une extension interrompt momentanément le réseau

3.3.1.4.3 Topologie de Réseau hiérarchisé :

De nos jours, la topologie de réseau hiérarchisé présente l'architecture la plus performante. Elle offre une grande souplesse d'utilisation. En effet, les informations entre les automates peuvent circuler entre stations d'un même niveau ou circuler dans des niveaux différents.

Cette architecture est présentée dans la Figure 35.

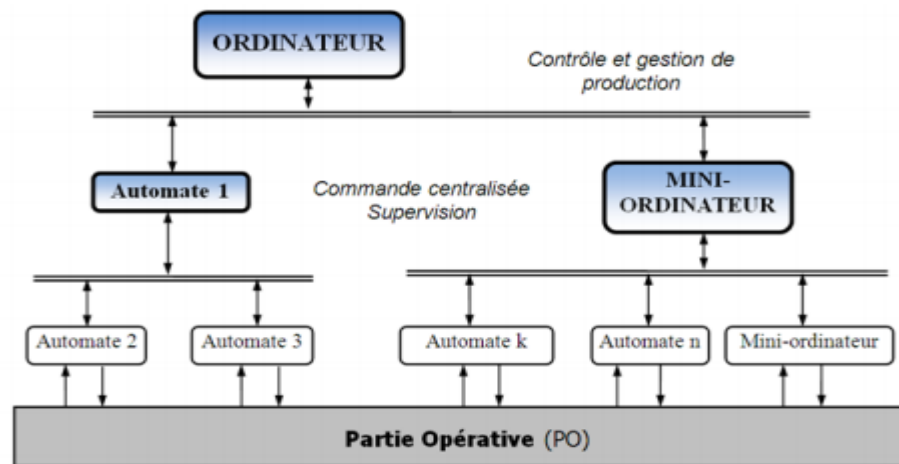


Figure 35 Réseau hiérarchisé [90]

3.3.1.5 Critères de choix de l'automate

Le choix d'un automate programmable est généralement justifié par les critères suivants [93]:

- Le nombre et le type d'entrées/sorties
- le type de processeur : la taille de la mémoire, la vitesse de traitement des instructions.
- L'utilisation des modules spéciaux : certaines cartes comme (carte de commande d'axe, carte de pesage...).
- Fonctions de communication : l'automate peut communiquer avec les autres systèmes de commande (API, supervision...), ainsi elle permet de communiquer avec des standards normalisés (OPC, Profibus...).
- le prix de l'automate

3.3.2 Modules d'entrées sorties (E/S)

Les modules d'entrées/sorties réalisent un pont de communication entre les instruments de l'installation et le système de commande.

Le choix des modules E/S tient compte du nombre et de la nature (analogique, numérique) des entrées/sorties de l'API, des instruments de mesure ainsi que les commandes des actionneurs.

3.3.3 Les capteurs ou les détecteurs

Le rôle du capteur consiste à contrôler l'état physique de certains constituants (position, présence, etc.). Il mesure les variations de certaines grandeurs physiques (vitesse, pression, température). En effet, le capteur convertit la variation ou le changement d'un état physique en un signal utilisable par la partie de commande.

Tout capteur est constitué de deux parties : un élément sensible placé directement à la grandeur à mesurer et un corps d'épreuve qui réalise la mise en forme et la transmission de l'information.

Les capteurs peuvent être classés en trois grandes familles selon leur signal de transmission [94] :

- Le signal TOR (tout ou rien) : Ce type de signal est utilisé par les interrupteurs de positions. Il commute lorsque l'objet à détecter actionne physiquement l'élément mobile du capteur. Sa commutation se fait par la fermeture ou l'ouverture d'un contact électromécanique. Aussi, ce type de signal est utilisé par les détecteurs de proximité (dans ce cas, il n'y a pas un contact physique avec l'objet à détecter, par exemple, un capteur magnétique à effet inductif commute lorsque le champ qu'il émet est perturbé par la proximité d'un objet métallique), ou ce type de signal est utilisé par des détecteurs à distance par exemple (un rayon lumineux est interrompu par l'objet à

détecter. Dans ce cas, c'est le photorécepteur qui a traduit cette présence en un signal électrique).

- Signal analogique : ce type de signal se caractérise par la transmission des valeurs numériques qui peut indiquer des positions, des températures ou des pressions... sous la forme d'un signal électrique évoluant entre deux valeurs limites (4-20 mA, 0-10V).
- Signal numérique : ce type de signal transmet des valeurs numériques qui peuvent caractériser des positions, des températures, des pressions... sous forme d'une information numérique.

3.3.4 Les préactionneurs

Le principal rôle du préactionneur est de réaliser l'interfaçage entre la partie commande et la partie opérative. Les types des préactionneurs peuvent être du type électrique (les contacteurs, les relais électriques, variateur de fréquence...), pneumatique ou hydraulique (les distributeurs...).

3.3.5 Les Actionneurs

Un actionneur est un composant qui transforme une énergie reçue, prélevée d'une source, en une action qui peut être (un déplacement, un dégagement de chaleur, une émission de lumière...), appliquée sur les effecteurs ou quelquefois directement sur la matière d'œuvre.

Les types des actionneurs sont multiples. Ils peuvent être des actionneurs électriques (moteurs rotatifs, moteurs linéaires, résistances chauffantes...), pneumatiques (vérins pneumatiques, ventouses, moteurs pneumatiques...) ou hydrauliques (presses, avance d'outils de coupe...).

3.3.6 Les centrales de mesure

Cet équipement appartient à la famille de dispositifs électroniques intelligents (IED). En effet, les centrales de mesure offrent les fonctions de mesure de base nécessaire à la surveillance d'une installation électrique.

Dans le cadre du présent projet, on propose d'étudier les centrales de mesures de la marque Allen Bradley (PM1000). Parmi, les paramètres que ces centrales peuvent mesurer, on trouve notamment : la tension, le courant, la fréquence, la puissance apparente, la puissance active, la puissance réactive ... [95].

De plus, les avantages d'un système de mesure de type PM1000 permet de :

- Diminuer les coûts de l'énergie
- Améliorer la qualité de l'énergie
- Améliorer la qualité de service

En effet, cet appareil (Figure 36) fournit une gestion optimisée de l'installation électrique et permet, par conséquent, de gagner en matière de productivité.



Figure 36 : centrale de mesure PM1000 [95]

3.3.7 Les contrôleurs des deux génératrices Diesel

Le rôle du contrôleur est d'assurer le contrôle de la tension et le facteur de puissance (AVR) des groupes électrogènes. Dans le cadre de ce projet, on propose un type de contrôleur de la marque ComAp (InteliLite) (Figure 37). Ce contrôleur offre une excellente protection, surveillance et contrôle pour les groupes électrogènes de moyenne et de grande

puissance [96]. Les principaux avantages de cet équipement résident dans le fait qu'il respecte les normes de protection du réseau et de terre.

La communication entre le contrôleur et l'automate peut se faire soit par des bus CAN(J1939) Contrôle Area Network, ou par le protocole de communication Modbus en utilisant un câble Ethernet (RJ45) [96].



Figure 37 : Contrôleur ComAp [96]

3.3.8 Vue globale du système

La Figure 38 montre l'architecture globale du système (éolien-diesel-photovoltaïque avec stockage par batteries) à superviser et à contrôler. Cette figure montre que tous les équipements sont gérés par l'automate. Ce dernier gère tout le système en appliquant un algorithme de gestion de flux de puissance.

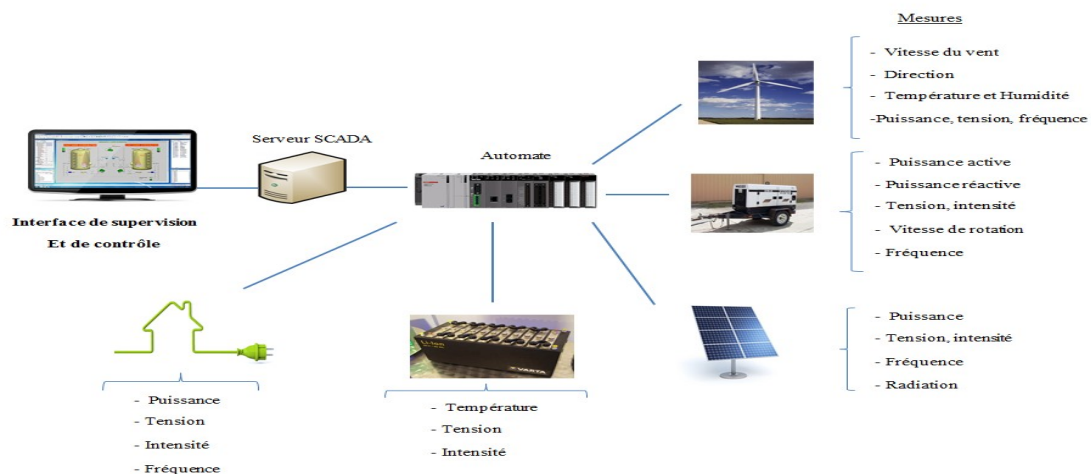


Figure 38 : Architecture globale

3.4 IDENTIFICATION DE L'INSTALLATION ELECTRIQUE DE SUPERVISION

Le Tableau 6 présente une quantification des équipements nécessaires pour assurer la fonction de la supervision et de contrôle du système hybride ayan l'architecture électrique retenue.

Tableau 6 : Quantification des instruments

Éléments	Description	Rôle
Centrale de mesure	12 centrales de mesure, proposition de type de modèle (Allen Bradley PM1000)	Mesurer les différents paramètres électriques (éolienne, génératrice diesel, panneau photovoltaïque, la charge).
Automate programmable	01 Automate API	Assurer la commande des contacteurs, la commande des différents équipements. Assurer le contrôle général de tous les contrôleurs, lecture des données à partir les capteurs.
Serveur SCADA	01 Serveur SCADA	Recueille les informations des équipements ainsi il les transmet à la disposition du système de contrôle et de commande
Contrôleur des diesels	02 Contrôleurs de diesel de type (InteliLite) (ComAp)	Assure le contrôle des génératrices diesel suivant la demande de la charge, ceci est assuré par la variation de la fréquence de production des génératrices. En effet, il assure

		la synchronisation en fréquence des génératrices.
Module E/S	proposition de modèle d'E/S	Assurer l'interfaçage entre l'automate et les différents instruments
Un commutateur Cisco	01 commutateur Cisco	Relier les appareils entre eux
Poste Pc de contrôle	01 ordinateur fixe	Assurer la supervision du réseau.
Commutateur clavier	01 KVM	Est un commutateur qui permet de partager écran-clavier- souris entre plusieurs ordinateurs

3.5 CHOIX DE LA BASE DE DONNEES

L'archivage des données est un élément important dans un système SCADA. Le logiciel de supervision choisi CIMPLICITY offre quatre possibilités d'archivage des données, soit par Microsoft Access, Excel, SQL serveur ou Oracle.

Dans cette partie seront étudiées les performances des outils d'archivage que le logiciel CIMPLICITY peut supporter. Le Tableau 7 résume les avantages et les inconvénients des différents moyens d'archivage de données.

Tableau 7 : Comparaison entre les outils d'archivage des données

	Microsoft Access	Excel	SQL Serveur	Oracle
Avantages	-Offre une base de données relationnelle (plusieurs tables) à	- C'est un tableur, sa principale fonction est de	- Intègre par défaut des outils de gestion, d'administration et	- Est un système de gestion de base de données

	<p>stocker.</p> <p>-Utiliser pour conserver les données constituées principalement de texte</p> <p>-assure une connexion constante à une base de données volumineuse</p> <p>- Exécute des requêtes complexes</p> <p>- Utiliser pour stocker très gros volume de données (des milliers d'entrées) [97]</p>	<p>faire rapidement des calculs ou des graphiques [98]</p>	<p>de développement de bases de données</p> <p>-Offre une gestion avancée de sécurité en offrant deux modes d'authentification (Authentification Windows et SQL Serveur)</p> <p>-Coût relativement moins cher par rapport aux autres systèmes de gestion de base de données «SGBD» du marché.</p> <p>- Outils spécifiques pour le stockage de différent type de données (Données structurées et non structurées)</p> <p>-Facile à migrer avec d'autres produits de Microsoft</p> <p>-Pour une base donnée</p>	<p>relationnelle (SGBDR)</p> <p>- Plus utilisé (48% marché global)[100]</p> <p>- Plus riche en termes de fonctionnalités</p> <p>-Plus portable (machine/architectures)</p>
--	---	--	---	--

			volumineuse	
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Utilisation restreinte aux plateformes Microsoft Windows - Résistance faible à la montée en charge des données - peu adapté à des logiques réseaux - Système de sécurité non standard, complexe et inadapté 	<ul style="list-style-type: none"> - Excel ne garantit pas de retrouver les données rentrées précédemment, il peut écraser les données précédentes - Il peut sauvegarder les données dans un classeur ou dans une nouvelle feuille de classeur 	<ul style="list-style-type: none"> - Produit Microsoft un peu payant et pas forcément compatible avec d'autres plateformes différentes de Microsoft. [99] 	<ul style="list-style-type: none"> - Produit trop cher

L'analyse de ce tableau démontre qu'Excel est plus utilisé pour faire les calculs et pour dessiner des courbes mais il n'est pas conseillé de l'utiliser comme un programme de base de données.

Microsoft Access est une base de données qui n'est pas trop volumineuse, plus performante et sécurisée qu'Excel, mais plus complexe à mettre en œuvre notamment concernant le transfert de données.

De nos jours, la base de données Oracle est meilleure (SGBDR) dans le marché, mais son prix est élevé.

SQL serveur est une base de données qui se caractérise par sa sécurité, ses nombreuses mises à jour et sa gratuité. Ce programme est dédié pour les grandes applications.

Cette étude comparative a mené au choix du logiciel SQL Serveur. Cette recommandation est réconfortée par tous les avantages évoqués précédemment.

La Figure 39 présente la liaison entre le projet CIMPLICITY conçu et la base de données SQL Serveur :

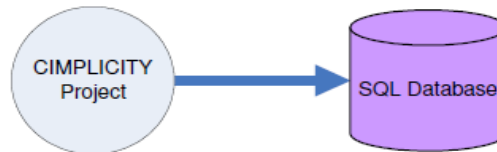


Figure 39 Liaison du projet CIMPLICITY avec SQL serveur

L'archivage des données se réalise selon les trois phases suivantes :

- La première est le transfert des données vers la base de données.
- La deuxième phase est la vérification de l'opération de l'archivage.
- La dernière phase est la récupération et l'analyse des données.

3.6 ARCHITECTURE DU SYSTEME SCADA

Le logiciel CIMPLICITY est basé sur l'architecture client/serveur. En effet, les serveurs sont responsables de la collecte et de la distribution des données. Alors que, les superviseurs peuvent être connectés aux serveurs [101].

De nos jours, on trouve deux méthodes sont les plus utilisées assurant la communication entre les serveurs et les clients. Les méthodes de liaison utilisées sont : une méthode qui utilise l'échange dynamique de données (DDE) et l'autre utilise Object Linking and Embedding- for Process Control (OPC).

L'état de l'art de ces deux serveurs, présenté dans les sections qui suivent, nous permet de déterminer la méthode la plus avantageuse à adopter.

3.6.1 Serveur DDE (Échange dynamique de données)

Le serveur DDE est basé sur l'architecture client/serveur qui assure l'échange de données entre différentes applications [102]. Cette tentative unifie la communication inter-logicielle. Les principes de DDE ne tiennent pas compte des spécificités des environnements industriels. La Figure 40 présente une architecture qui utilise la méthode de serveur DDE. Cette figure montre que chaque instrument doit avoir un pilote spécifique pour communiquer avec chaque module. On observe que ceci complexifie la liaison et la communication entre les différents modules intervenants.

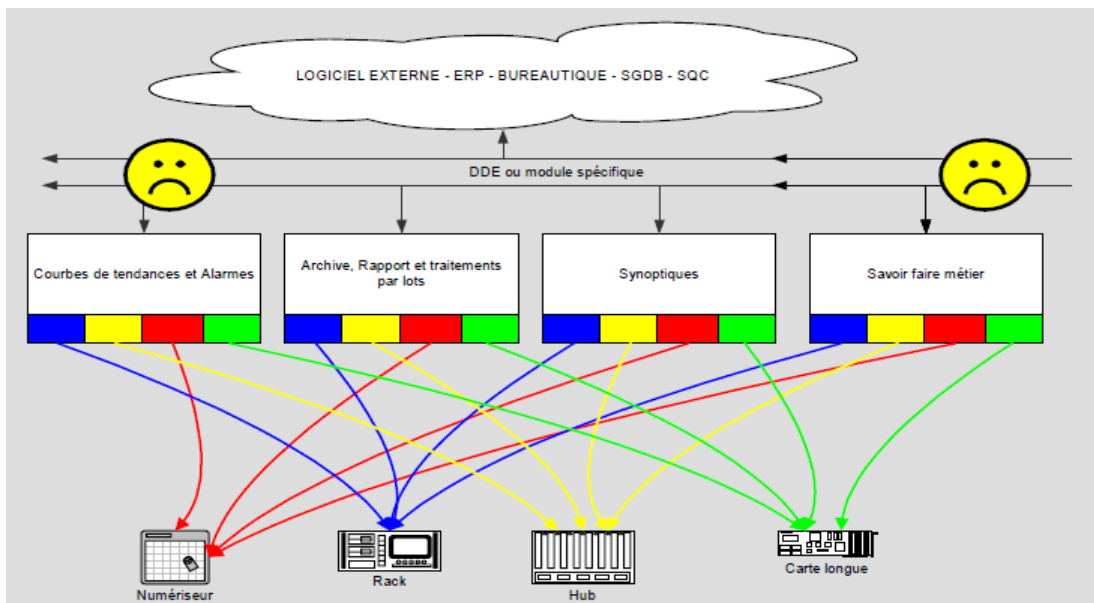


Figure 40 Architecture basée sur liaison DDE [102]

3.6.2 Serveur OPC (Échange dynamique de données)

Le serveur OPC se base sur l'architecture client /serveur. OPC est une application qui peut fonctionner comme un serveur en fournissant les données et il agit comme un client en utilisant ses données [103].

En effet, OPC est une norme de communication industrielle largement acceptée qui permet l'échange de données entre les appareils et les applications de contrôle construites par les différents fournisseurs sans aucune restriction de propriété. Même lorsque les équipements et les logiciels sont de différents fournisseurs, un serveur OPC peut communiquer les données en continu et en temps réel entre les automates, les unités terminales distantes RTU, les stations IHM et les applications logicielles.

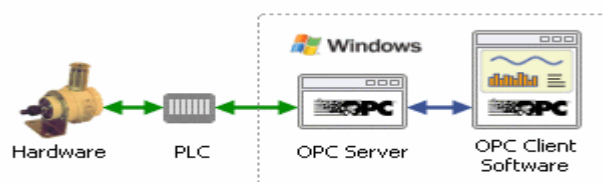


Figure 41 : Communications avec l'OPC [104]

La Figure 42 présente une architecture utilisant la technique OPC pour assurer la liaison entre les logiciels et les instruments. Chaque instrument possédant la conformité OPC, agit comme un serveur tandis que les logiciels se présentent comme un client.

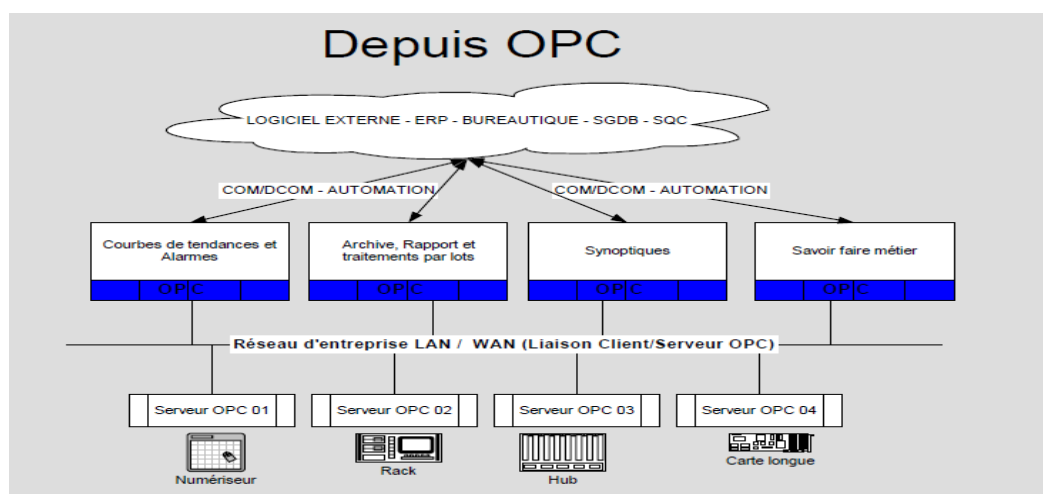


Figure 42 Architecture basée sur la méthode OPC [103]

3.6.3 Avantage de serveur OPC

Les avantages d'un serveur OPC sont nombreux : il offre une indépendance totale vis-à-vis des fabricants des équipements et des éditeurs logiciels. Une standardisation a été réalisée qui permet aux instruments ayant différents protocoles, de communiquer avec un logiciel externe à l'aide d'une seule passerelle.

Sur le plan économique, la méthode OPC présente beaucoup d'avantages. Avant l'apparition du standard OPC, pour chaque changement de configuration il fallait remplacer un nouvel équipement par un autre. Parfois, il était nécessaire de changer l'application client pour qu'elle soit compatible avec le même type de protocole de communication [102]. L'ancienne méthode augmentait le coût du projet et du temps perdu pour former les opérateurs à s'habituer avec les nouvelles installations.

L'étude économique présentée dans la référence [104] compare la durée et le coût de la mise en œuvre d'un projet (implémentation des nouveaux instruments dans une installation) réalisé avec deux méthodes différentes. La première méthode utilise une solution propriétaire (solution non OPC) alors que la deuxième utilise la solution OPC. Les résultats de cette étude sont présentés dans la Figure 43 et la Figure 44.

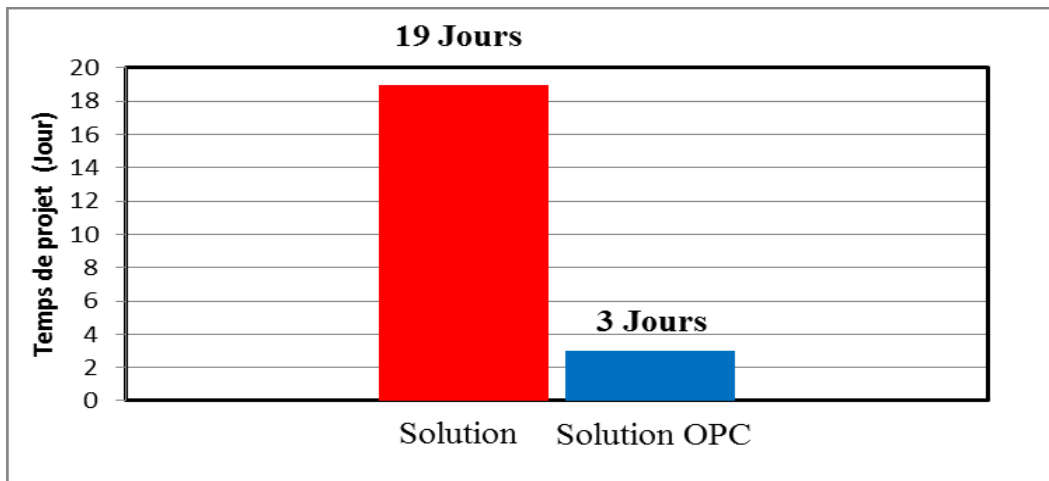


Figure 43 Périodes d'implémentation du projet [104]

Les Figures 43 et 44 montrent, que le temps de projet réalisé en adoptant la solution OPC est réduit par rapport la solution non OPC. Ce qui affecte directement le coût de réalisation du projet.

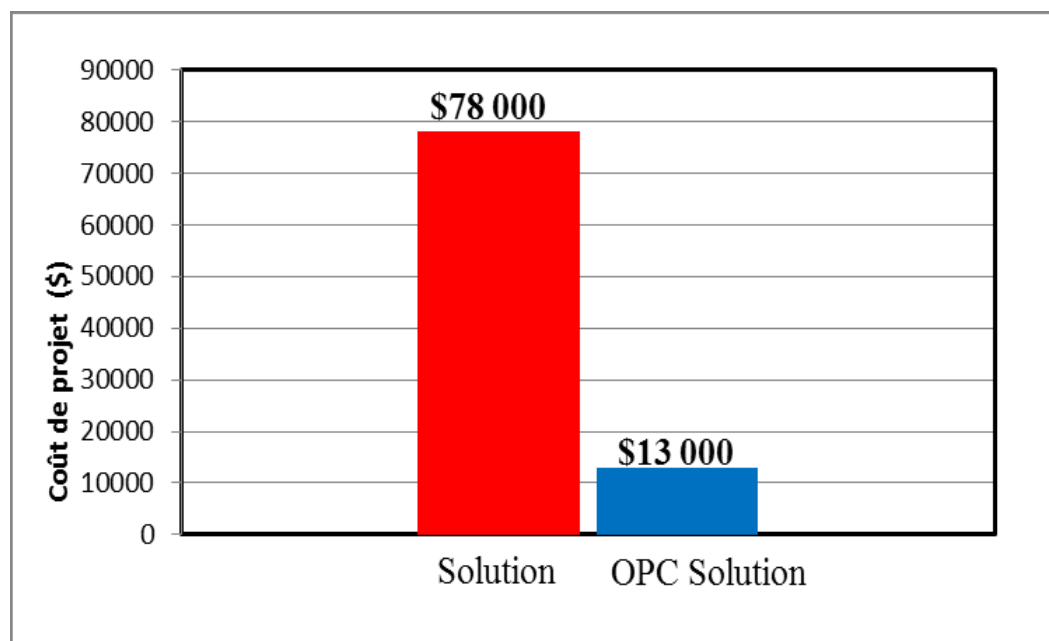


Figure 44 Coût de projet [104]

3.6.4 Choix de type de serveur

L'analyse de deux configurations montre de façon claire que la méthode OPC représente une meilleure solution à adopter dans le cadre du présent projet pour assurer l'architecture Client/serveur de superviseur.

3.6.5 L'état des données dans l'OPC

La qualité des données est basée sur la communication entre le client (CIMPLICITY) et le serveur (OPC). Les indicateurs de qualité des données sont spécifiés par la norme de fondation OPC.

Les statuts de qualité soutenue sont répertoriés dans le Tableau 8.

Tableau 8 : les statuts de qualité de l'OPC

Statut OPC	Description
Bien	La qualité des données de l'OPC est bonne
Mauvais	La communication avec le projet CIMPLICITY est échouée. La valeur de l'Item OPC est celle de la dernière valeur connue.
Mauvais	La communication avec le projet CIMPLICITY est échouée. La valeur de l'Item OPC est invalide.

3.7 LES LOGICIELS UTILISES POUR ASSURER LE FONCTIONNEMENT DU SYSTEME SCADA

3.7.1 Logiciel IGS configuration

Le logiciel IGS permet de configurer les points de serveur OPC lu par les différents instruments de l'installation. La configuration du serveur se fait en configurant : le canal de communication, le dispositif et à la fin les points de mesure.

La configuration du canal de communication entre le serveur OPC et l'instrument consiste à choisir le protocole de communication. Pour cet exemple, le serveur OPC communique avec la centrale de mesure en utilisant le protocole Modbus TCP/IP Ethernet.

Après, chaque dispositif (la centrale de mesure) est identifié par une adresse ID, par exemple : <10.33.66.60>.71.

Ainsi, chaque dispositif contient de points (des unités de mesure) à superviser connus par une adresse spécifique. Ces adresses sont définies dans la fiche technique de l'instrument. Parmi les paramètres qui peuvent être configurés à l'aide de ce logiciel, on trouve : la configuration de type de point (réel, booléen...), le mode d'accès (lecture seulement, lecture/écriture, écriture seulement). La Figure 45 présente un imprimé-écran de la configuration de serveur OPC. L'arborescence à gauche présente la hiérarchie des équipements et la partie à droite présente les points sélectionnés ainsi que leurs coordonnées.

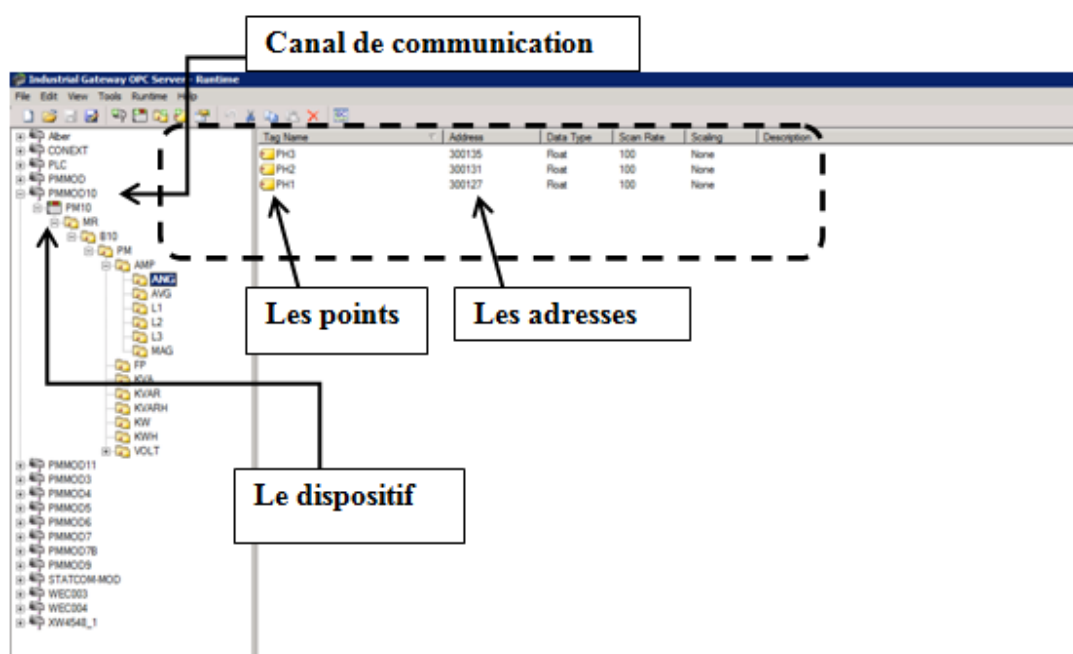


Figure 45 Imprime écran de configuration OPC

À partir de cette architecture, le point est reconnu dans le logiciel de supervision de la façon suivante :

\\Nom de projet SCADA.MR.B10.PM.AMP.AVG.PH1

3.7.2 Logiciel SQL Serveur

Le logiciel SQL serveur est un système de gestion de base de données relationnelle originellement multibases (SGBDR). En effet, cette option permet à l'utilisateur de l'application SCADA (CIMPLICITY) de classifier les données selon leurs types dans différentes bases de données. Par exemple, les alarmes qui se produisent dans le temps sont stockées dans une base de données s'appelle «CimAl», alors que les données des différents points enregistrées dans une base de données s'appellent «Cimpt».

La base de données des alarmes est moins volumineuse et croît moins vite dans le temps par rapport à la base de données de mesure. Chaque tableau de base de données contient les colonnes suivantes : l'horodatage (l'heure de début de l'archivage de données), l'identifiant de chaque point et la qualité des données.

La Figure 46 présente un imprimé-écran de la base de données, la partie droite présente la hiérarchie, la fenêtre en haut permet d'écrire une requête d'instruction et la partie en bas permet d'afficher les données stockées.

La configuration étudiée est une configuration typique, où une unité de télémétrie maîtresse (MTU) est reliée au système SCADA. Le rôle de MTU est de fournir les valeurs numérisées au système SCADA au moment de la mesure. Dans cet exemple, chaque cinq minutes le dispositif MTU envoie les données numérisées. Ainsi, des améliorations peuvent être apportées sur l'augmentation de vitesse de balayage, mais ceci n'a aucun impact sur le choix du protocole de communication. Cette étude montre qu'un mauvais choix de protocole de communication pourrait empêcher l'utilisateur du système SCADA de comprendre ce qui se passe réellement.

La Figure 47 présente les données réelles qui doivent être supervisées en temps réel. La Figure 48 montre une configuration qui utilise le protocole Modbus et la Figure 49 une configuration qui utilise le protocole DNP3 pour la lecture des données.

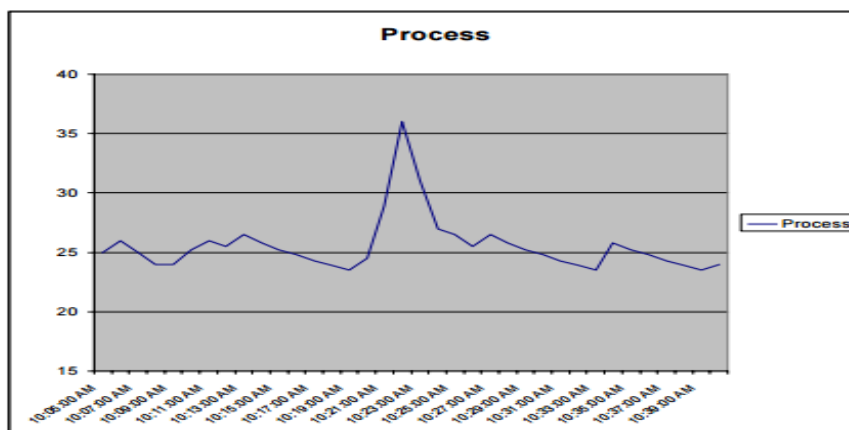


Figure 47 Les données réelles [106]

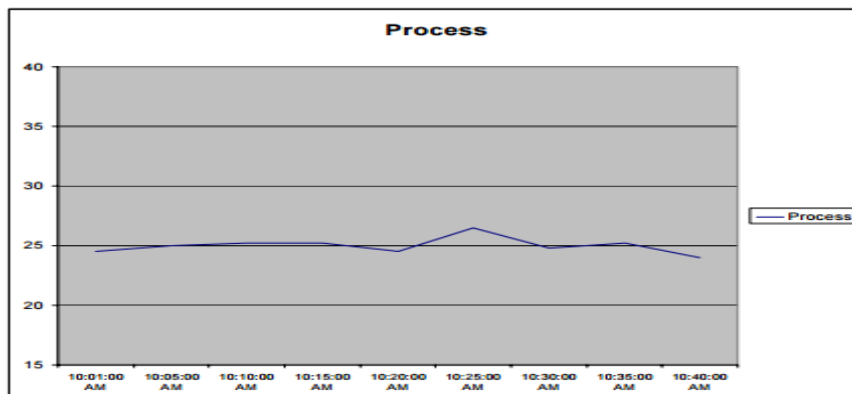


Figure 48 Supervision des données en temps à l'aide de protocole de Modbus [106]

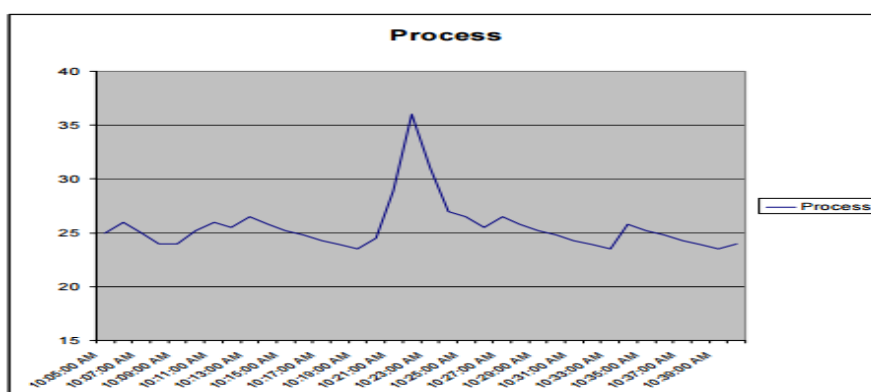


Figure 49 Supervision en temps réel à l'aide de protocole DNP3 [106]

Ce test détermine la différence d'exactitude de lecture des données en utilisant le protocole DNP3 et le protocole Modbus pour des communications distantes. Cette étude nous a permis de constater que le protocole Modbus présente une perte de données contrairement au protocole DNP3. En effet, le protocole DNP3 permet de superviser toutes les données réelles et de suivre de façon précise l'opération du système. Ceci montre qu'un mauvais choix de protocole peut causer des graves problèmes. Par conséquent, une fausse interprétation sur le fonctionnement de processus peut être générée.

Pour ces raisons, il a été décidé de choisir le protocole DNP3 pour communiquer entre l'automate et le serveur SCADA vu la flexibilité incontournable qu'offre ce protocole.

3.8.2 Choix de protocoles de communication pour communiquer les centrales de mesure PM1000 et le serveur SCADA

Les centrales de mesure proposée dans ce mémoire sont du type PM1000. Ces équipements peuvent communiquer avec l'automate soit via le protocole de communication Modbus TCP/IP ou par Modbus RTU. La différence entre ces deux protocoles est que le Modbus TCP/IP utilise une technologie Ethernet. De nos jours, cette technique est largement utilisée car elle est plus rentable. De ce fait, on propose d'utiliser le protocole de communication Modbus TCP/IP en assurant la connexion physique par un câble RJ45.

3.9 SCADA LOCAL ET SCADA ÉLOIGNÉE

Le système SCADA local est un système modulaire conçu pour assurer la communication et/ou le contrôle des différents équipements d'une installation qui se trouve dans le même emplacement. Ce type de communications se fait par un réseau local (LAN).

Le système SCADA éloigné est un système qui possède les mêmes tâches que le SCADA local, mais il permet de contrôler et superviser une installation dans un emplacement distant. Ceci est assuré par une connexion sur un réseau étendu (WAN). En effet, le SCADA distant offre un degré de liberté supplémentaire au système SCADA local. Dans ce mémoire, notre étude se concentre sur le développement d'un système SCADA local.

3.9.1 Conception matérielle du système SCADA

La Figure 50 présente l'architecture des différents instruments du système SCADA locale.

Dans cette architecture, le serveur SCADA est connecté avec les centrales de mesures (PM1000) et l'automate en utilisant un réseau local (LAN). Les PM1000 communiquent avec le serveur en utilisant le protocole de communication Modbus TCP/IP, alors que l'automate utilise le protocole DNP3. En effet, le rôle de l'automate est de

commander les différents équipements à distance (synchronisation des équipements dans le réseau, l'ouverture ou la fermeture des contacteurs...). Il permet également de recevoir les données liées aux capteurs installés dans les équipements de production et de consommation d'énergie. Le rôle des centrales de mesure PM1000 consiste à lire les différents paramètres des installations (tension, fréquence, courant, vitesse de rotation, puissance active, puissance réactive, facteur de puissance...).

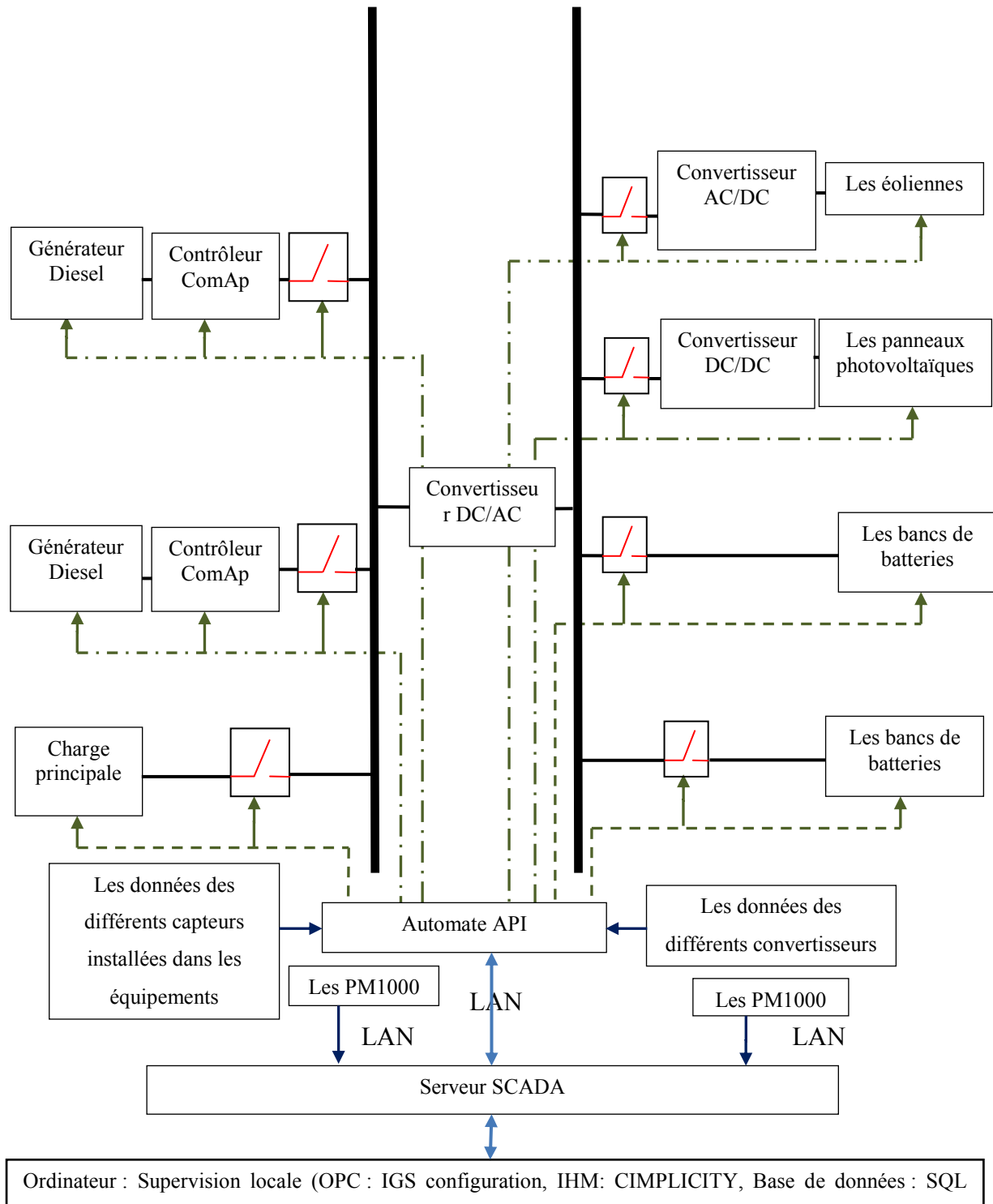


Figure 50 : Conceptions matérielles du système SCADA

3.9.2 Le système de communication du SCADA proposée

L'architecture de communication du système SCADA proposée se base sur une architecture client/serveur. Le serveur OPC choisi communique avec les différents instruments de l'installation qui ont une standardisation de norme OPC. Aussi, il communique avec la station de contrôle et de supervision locale (logiciel CIMPLICITY) qu'on appelle client OPC.

Les centrales de mesure PM1000 sont des dispositifs qui permettent de lire les données des différents équipements de l'installation. Alors, le rôle de l'automate programmable (API) est de lire les données provenant des capteurs et d'envoyer des commandes aux actionneurs.

La base de données SQL Serveur a pour rôle d'archiver les différents types de données. Cette description du système de communication proposée est représentée dans la Figure 51.

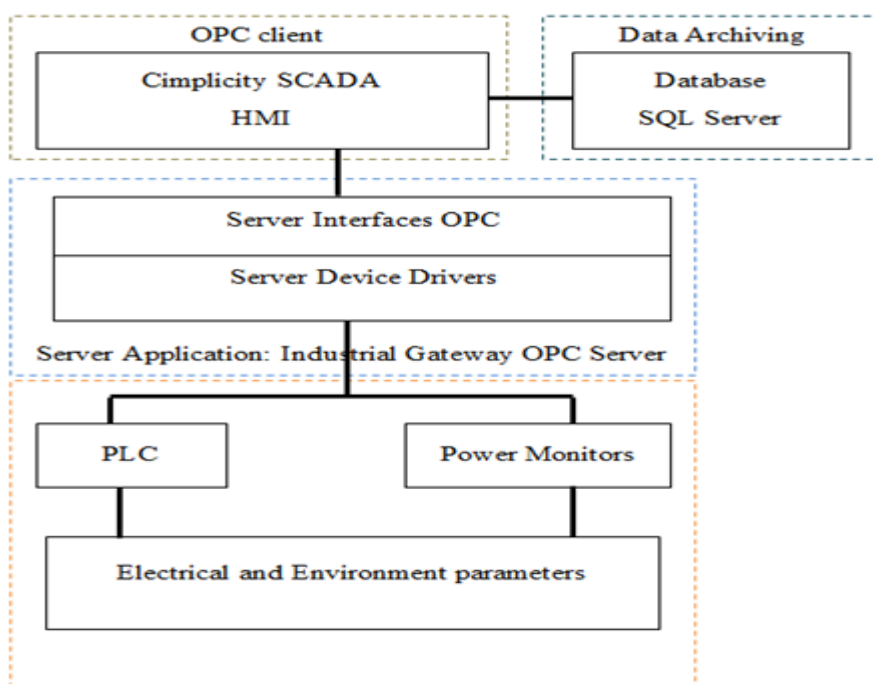


Figure 51 : Architecture globale de système de communication des différents équipements
[107]

3.10 CONCLUSION

Au terme de ce chapitre, nous avons présenté une configuration d'un système hybride dédié pour l'électrification d'un site isolé. De ce fait, nous avons spécifié la structure générale du système SCADA du système hybride. Ainsi, nous avons montré les principaux protocoles de communication qui permettent d'établir une meilleure communication entre l'automate et les centrales de mesure avec le serveur SCADA.

Par la suite, nous avons proposé une configuration matérielle et logiciel (la base de données SQL Serveur et le logiciel de serveur OPC IGS) qui permet d'assurer le bon fonctionnement de la globalité du système SCADA.

CHAPITRE 4

DÉVELOPPEMENT ET VALIDATION DE L'APPLICATION SCADA CONÇUE POUR LE SYSTÈME DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE

4.1 INTRODUCTION

La plupart des applications des systèmes SCADA utilisent une interface homme-machine (IHM). Cet outil permet à l'utilisateur de visualiser l'ensemble des procédés. Ainsi, il assure le contrôle à distance des équipements. L'IHM présente des informations graphiques aux opérateurs sous forme synoptique.

Dans ce chapitre, seront expliquées certaines fonctionnalités des interfaces graphiques IHM conçues et développées à l'aide du logiciel CIMPLICITY. Enfin, les résultats des tests effectués sur le micro-réseau réel du TechnoCentre éolien seront également présentés.

4.2 DEVELOPPEMENT DU SYSTEME (INTERFACE, PROGRAMMATION, LES ALERTES...)

4.2.1 Les synoptiques et les écrans de l'IHM

Les représentations synoptiques mettant en œuvre les écrans accessibles à l'utilisateur, lui permettent de superviser les différentes unités du système.

La Figure 52, présente l'arborescence élaborée dans le logiciel CIMPLICITY. Chaque synoptique a un rôle spécifique.

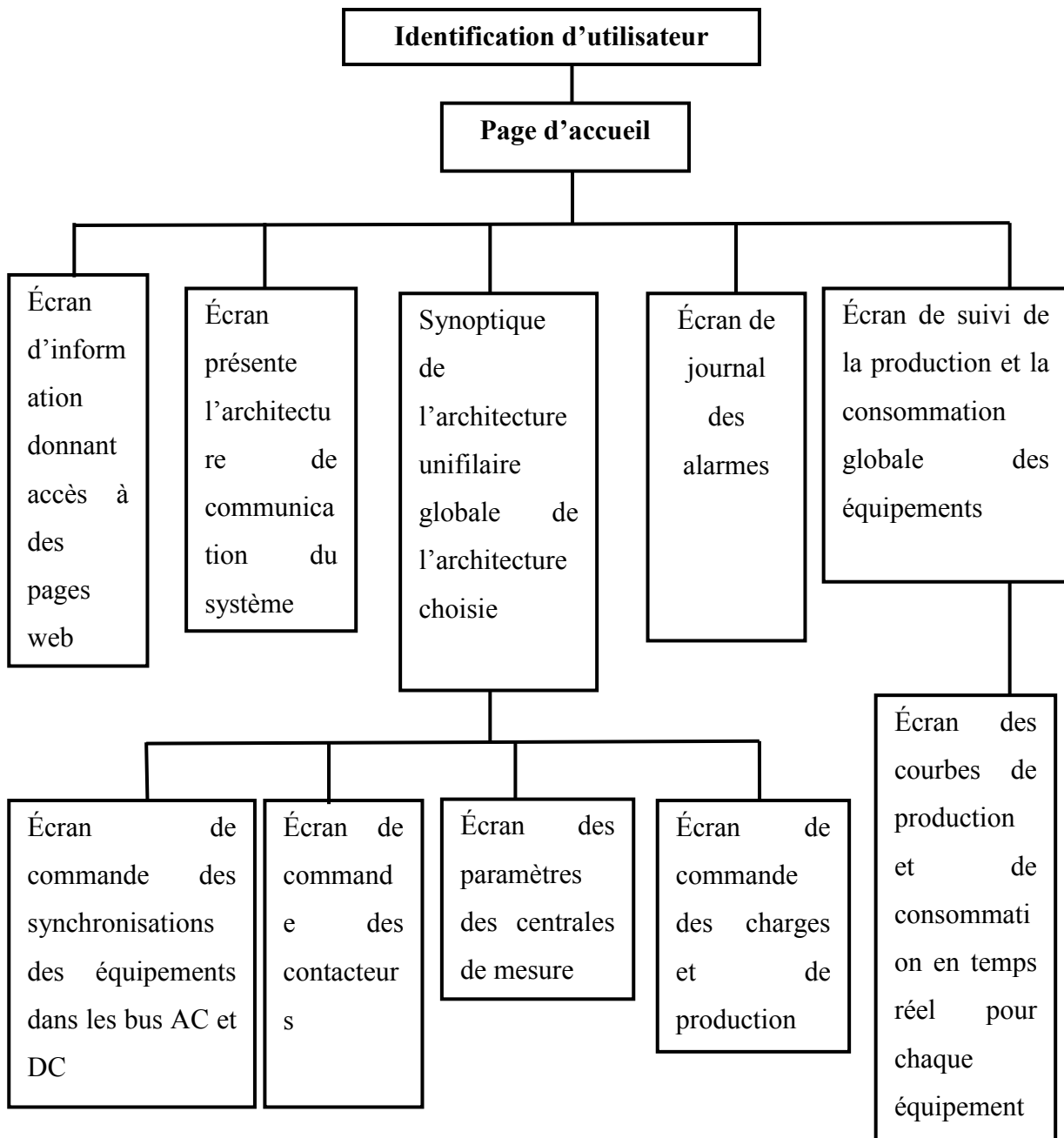


Figure 52 : Les différents écrans de l'IHM mise en place

4.2.2 Gestion des utilisateurs

Pour assurer la sécurité de l'application SCADA conçue, les utilisateurs de l'application sont regroupés selon trois catégories, clients, administrateurs et opérateurs, ayant des caractéristiques différentes. Chaque utilisateur a des droits d'accès spécifiques (un mot de passe) et un rôle. **L'utilisateur client** a un accès limité : il a le droit de surveiller et de commander les équipements de l'installation, mais il ne peut pas faire ni la programmation ni la modification de l'application SCADA. **L'utilisateur opérateur** a aussi un accès limité: il a le droit de surveiller et commander les différents équipements de l'installation, il peut configurer et modifier les alarmes, mais il ne peut pas faire la programmation de commande des équipements. Enfin, **l'utilisateur administrateur** a le droit d'accès à toutes les fonctions de l'application SCADA.

L'application SCADA conçue dans le cadre de ce projet s'ouvre seulement si l'identifiant et le mot de passe de l'utilisateur sont valides. Dans le cas contraire, l'application ne s'ouvre pas. Si l'utilisateur client a oublié son mot de passe, il doit contacter l'utilisateur administrateur qui lui fournira un nouveau code d'accès.

La Figure 53 présente l'écran d'identification de l'utilisateur de l'application conçue.

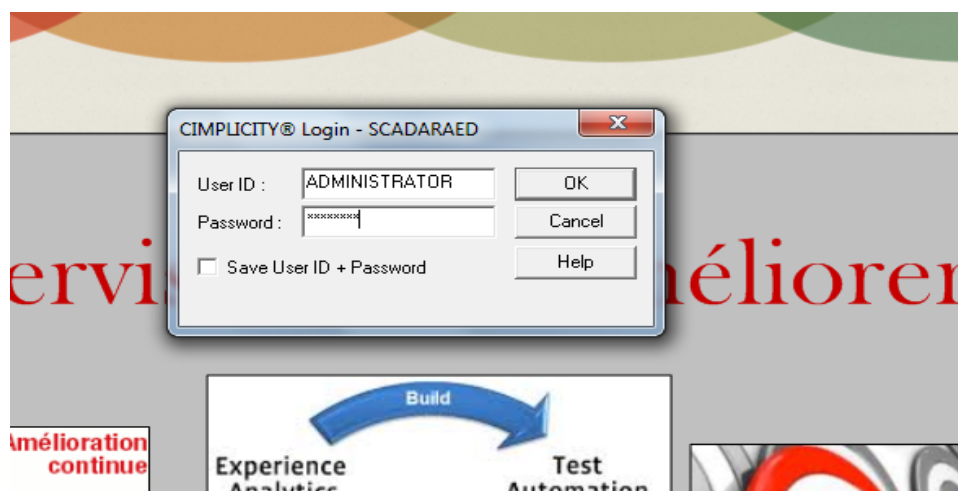


Figure 53 : Écran d'identification de l'utilisateur

4.2.3 Écran d'accueil

La Figure 54 montre l'interface d'accueil de l'application conçue. Cette page permet l'accès aux différents écrans de l'application élaborée. La bannière présente en haut de l'écran se trouve dans toutes les interfaces de l'application SCADA conçue. Cette bannière contient : le logo du TechnoCentre éolien et de l'UQAR, la date et l'heure, les indicateurs concernant la consommation de la charge et de la production.

En bas, on trouve le menu de navigation qui permet de choisir l'interface à superviser de l'application SCADA conçue. Le menu de navigation contient les éléments suivants : accès à la page météo et de localisation du site à superviser, la page du système de communication SCADA mise en place, la page du digramme unifilaire du système hybride, la page de production et de consommation énergétique des équipements et l'interface de gestion des alarmes.



Figure 54 : Écran d'accueil

4.2.4 Écran météo et localisation

La Figure 55 illustre l'interface météo et de localisation du site à superviser. En cliquant sur le bouton météo de cette interface, l'utilisateur est redirigé vers la page web menant à Météo Canada (https://meteo.gc.ca/canada_f.html). Si l'utilisateur clique sur le bouton localisation, il sera redirigé vers la page web menant à Google Maps (<https://www.google.ca/maps/>). Ces pages permettent à l'utilisateur de posséder des données météorologiques et de localisation du site à superviser.

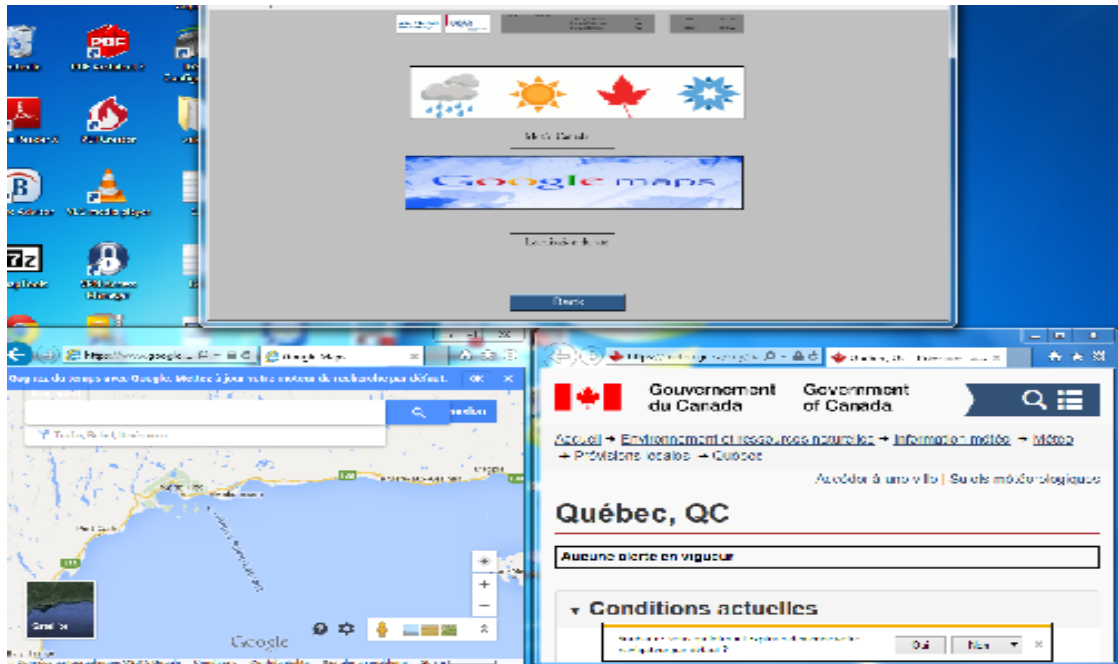


Figure 55 : Écran météo et localisation

4.2.5 Écran SCADA

La Figure 56 montre l'interface SCADA de l'application conçue. Cette figure présente les différents instruments, à savoir: les centrales de mesure (PM1000), le panneau d'automate (contenant notamment le module d'entrées/sorties, exemple du module Wago) l'automate programmable (exemple l'automate Rightwon de l'entreprise Vizimax), le cabinet de Télécom (le serveur SCADA, commutateur Cisco, commutateur-écran-clavier-souris KVM) et le poste utilisateur du SCADA. La légende présente dans la Figure 56 permet de connaître les différents types de protocoles de communication utilisée pour assurer la communication entre les différents instruments.

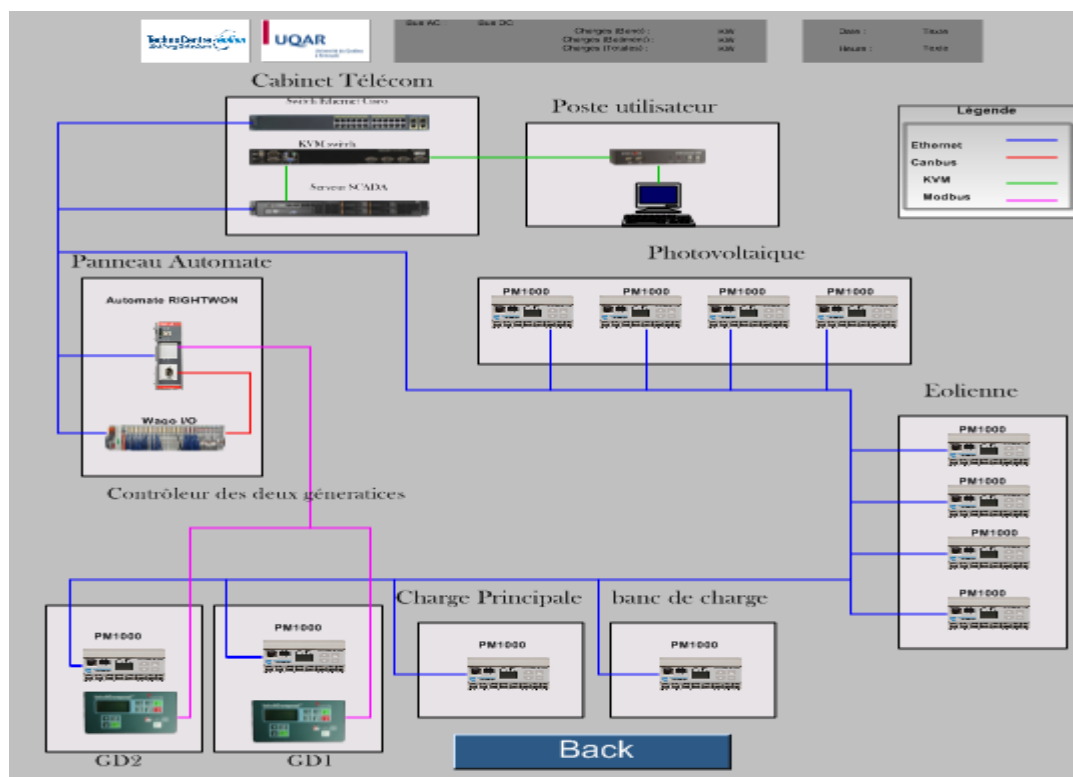


Figure 56 : Écran SCADA

4.2.6 Écran unifilaire

La Figure 57 illustre l'interface unifilaire des différents équipements de l'architecture à superviser. Cette interface permet de surveiller les paramètres des centrales de mesure, la température des batteries, l'état des contacteurs et des disjoncteurs.

On a conçu un bouton de réarmement des alarmes qui initialise toutes les alarmes. En cliquant le pointeur de souris sur la partie pointillé des contacteurs, une nouvelle interface de commande des contacteurs s'ouvre. Elle permet d'intégrer l'équipement dans le réseau. En cliquant sur l'équipement, une nouvelle interface s'ouvre qui permet de commander le dispositif (démarrage/ arrêt).

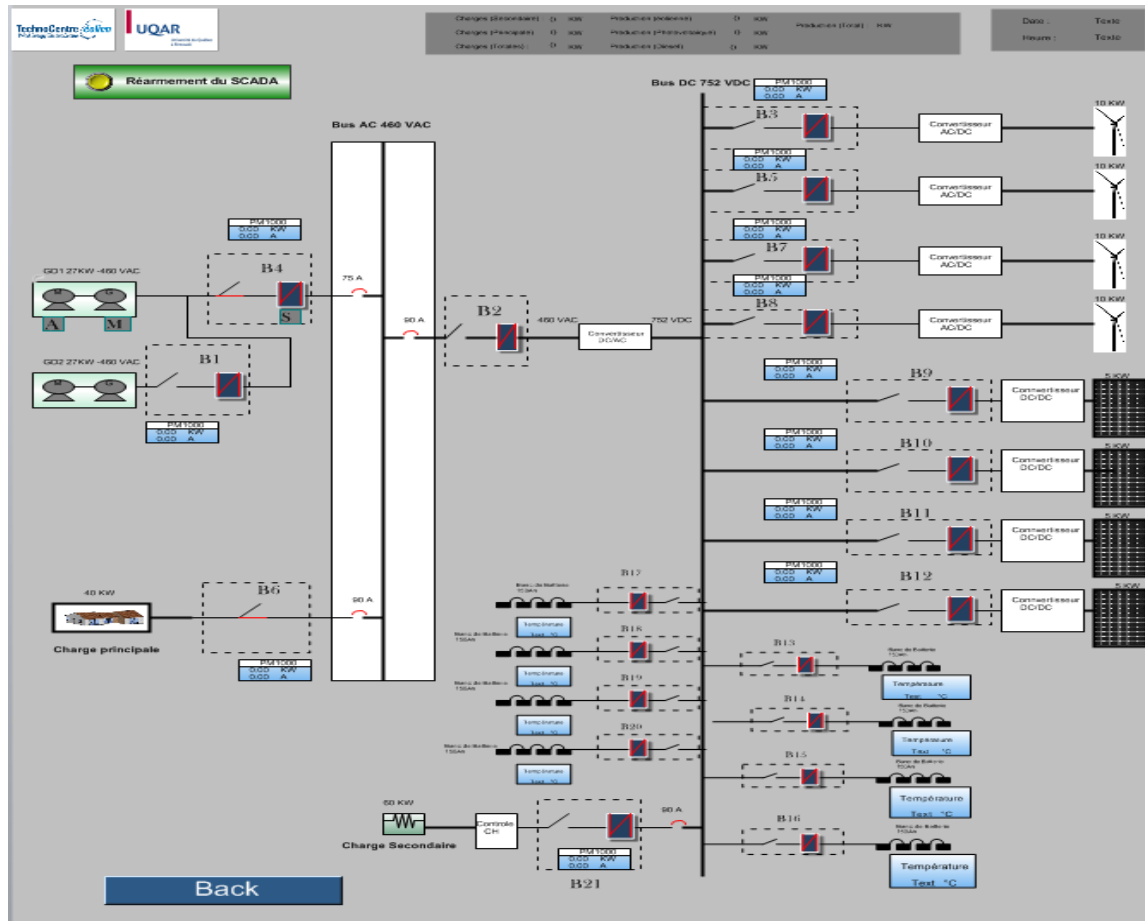


Figure 57 : Écran unifilaire

4.2.6.1 Page du banc de charge

L'interface de commande du banc de charge est présentée dans la Figure 58. Cette interface permet de commander les différents contacteurs du banc de charge. La charge conçue dans ce mémoire se présente par une variation par palier (5 kW, 10kW, 25 kW) pour une consommation maximale de 50kW.

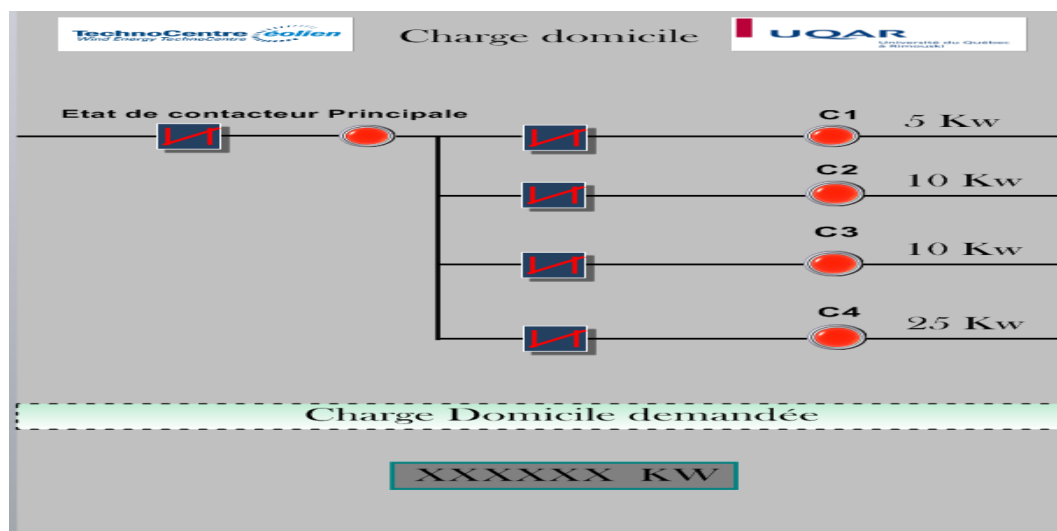


Figure 58 : Écrans de commande de la charge

4.2.6.2 Page de commande des contacteurs

Lorsque l'utilisateur clique sur un contacteur dans l'interface unifilaire, une nouvelle fenêtre s'ouvre qui permet de commander à distance les contacteurs. Cette interface a pour but de synchroniser ou de désynchroniser l'équipement dans le réseau (voir Figure 59).

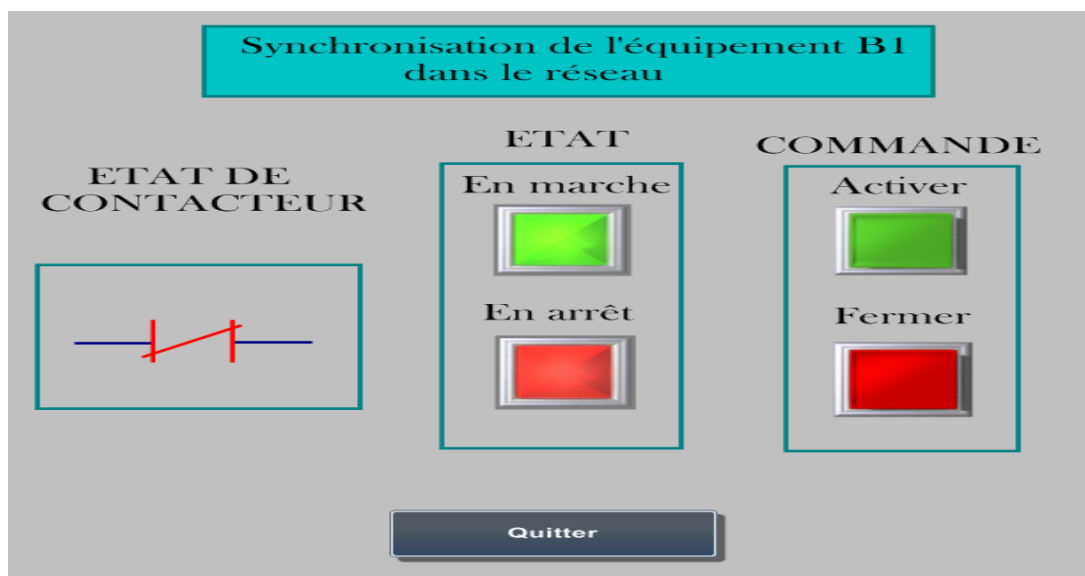


Figure 59 : Page de commande des contacteurs

4.2.6.3 Page de commande des génératrices

Si l'utilisateur clique sur l'icône de la génératrice dans l'interface unifilaire, une nouvelle fenêtre s'ouvre qui permet de commander l'équipement à distance (le démarrage ou l'arrêt). Des voyants permettront à l'utilisateur de savoir l'état de la génératrice. En bas se trouvent les indicateurs de performances de la génératrice (voir Figure 60).

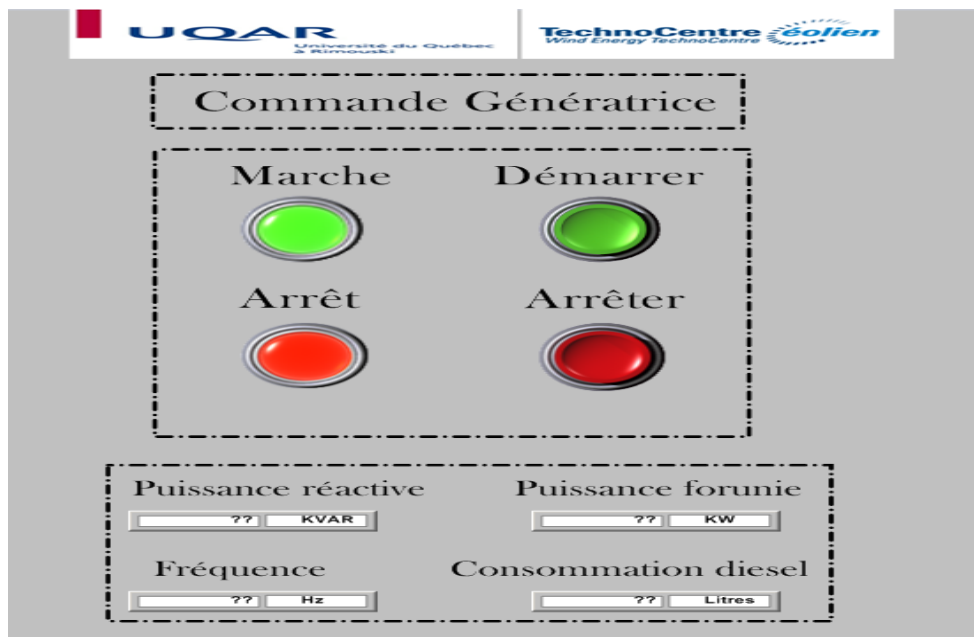


Figure 60 : Écrans de commande de la génératrice

4.2.6.4 Page de commande des PM1000

Lorsque l'utilisateur clique sur les centrales de mesure PM1000 de l'interface unifilaire, une nouvelle interface s'ouvre. Elle permet de consulter les données des centrales de mesure (voir Figure 61). Les données supervisées sont:

- L'intensité pour chaque phase
- L'intensité moyenne des phases
- La tension pour chaque phase
- La tension moyenne entre les phases

- La fréquence
- Le facteur de puissance
- La puissance active
- La puissance réactive
- La puissance apparente

Données PM1000		
Ampérage L1	0	A
Ampérage L2	0	A
Ampérage L3	0	A
Ampérage MOY	0	A
Voltage L1_L2	0	V
Voltage L2_L3	0	V
Voltage L3_L1	0	V
Voltage LL MOY	0	V
Fréquence	0	Hz
Facteur de Puissance	0	%
Puissance Active	0	kW
Puissance Réactive	0	kVAR
Puissance Apparente	0	kVA

Figure 61 : Écran des données PM1000

4.2.7 Écran Alarme

Cette fenêtre permet de localiser facilement l'erreur. Elle regroupe toutes les alarmes configurées dans l'application SCADA. Cette interface informe l'utilisateur sur le type d'erreur, l'heure et la date d'apparition et la nature de l'alarme. L'utilisateur peut aussi commenter ou réarmer les alarmes à partir de cette interface (voir Figure 62).

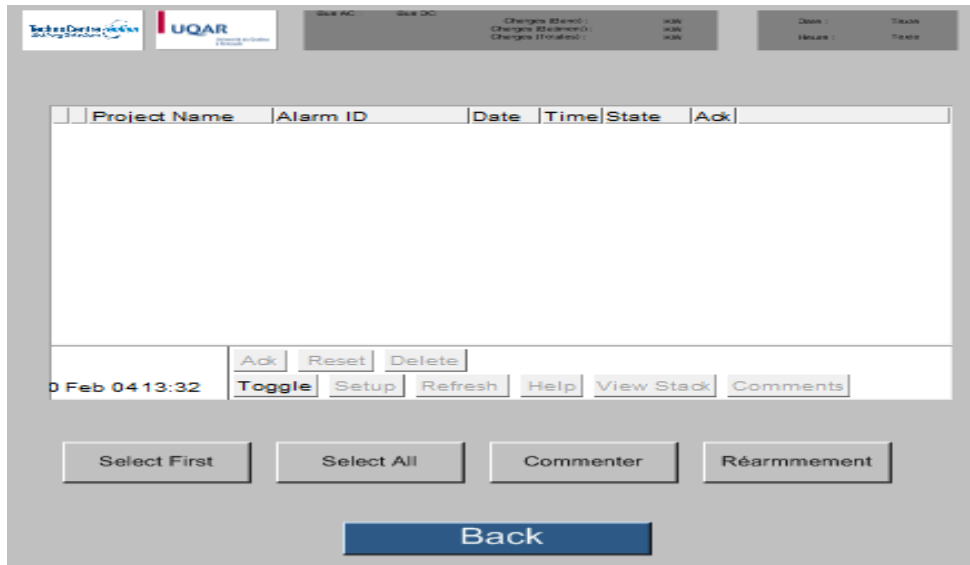


Figure 62 : Page d'alarme

- **Configuration des alarmes:**

Le Tableau 9 regroupe les alarmes reliées pour chaque équipement supervisé par l'application conçue.

Table 9 : Les alarmes conçues

Équipements	Type d'alarme
- Génératrice diesel	<ul style="list-style-type: none"> - Alarme avec arrêt - Alarme sans arrêt - Alarme de surtension ou sous-tension - Alarme de sur fréquence - Alarme de sous fréquence
- Les centrales de mesure	<ul style="list-style-type: none"> - Perte de communication - Alarmes de tension (surtension ou sous-tension) - Alarmes de courant (surintensité,

	sous intensité)
- Comap	- Alarme de défaut dans le Comap
- Automate	- Alarme de défauts dans l'automate
- Les batteries	- Alarmes de défauts des bancs des batteries
- Charge secondaire	- Problème dans le banc de charge secondaire
- Contacteurs	- Alarmes dans les contacteurs
- Disjoncteurs	- Alarmes dans les disjoncteurs
- Arrêt d'urgence	- Alarme sur l'arrêt d'urgence
- Base de données	- Alarme de la connexion avec la base de données
- Puissance	- Alarmes correspondants les puissances négatives
- Serveur OPC	- Alarme survenue par le serveur OPC
- Convertisseur	- Alarme sur l'apparition d'un défaut de convertisseur
- Application SCADA	- Alarme sur le réarmement de l'application SCADA

4.2.8 Écran de production et de consommation

Cette fenêtre permet de surveiller les courbes de production et de consommation en temps réel. Les boutons présentés dans la Figure 63 permettent de choisir les équipements à superviser par l'utilisateur.

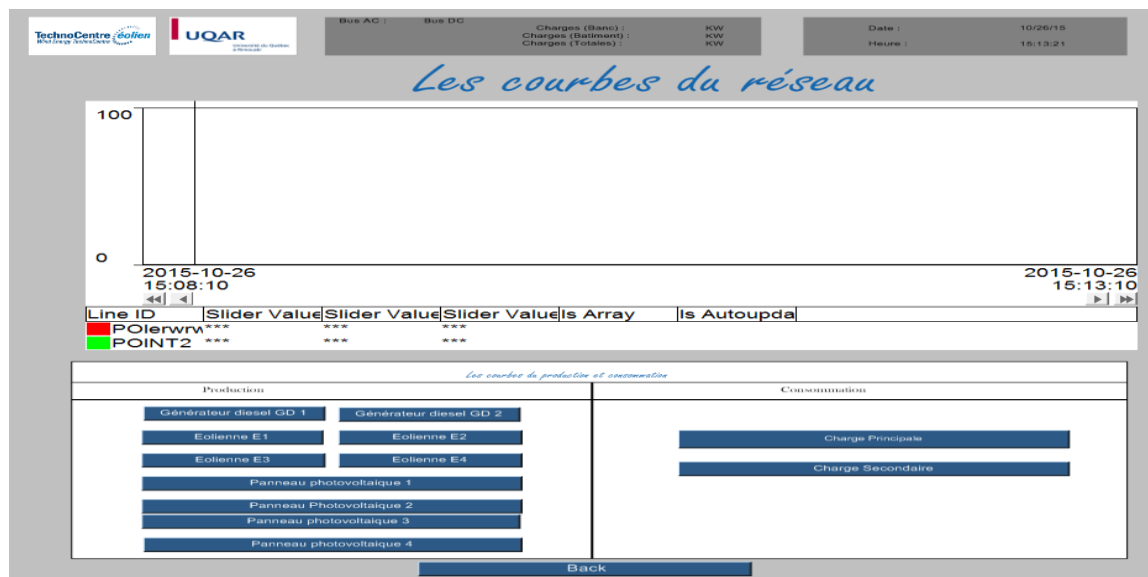


Figure 63 : Écran des courbes

4.3 VALIDATION EXPERIMENTALE DE L'APPLICATION SCADA

4.3.1 Présentation d'environnement du test (le microréseau TCE)

Les tests de cette application ont été réalisés sur les équipements du microréseau du TechnoCentre éolien (TCE) situé à Rivière-au-Renard. Ce microréseau combine de différentes sources de production et de stockage d'énergie (éolien, diesel, solaire, ainsi stockage par air comprimé et par batteries). Ces équipements sont interconnectés entre eux avec deux bus AC et DC. En effet, ce microréseau est une référence pour les activités de recherche et de technologie pour les communautés éloignées. Dans la section suivante sera expliquée la méthodologie suivie pour la réalisation de tests de l'application SCADA conçue dans le cadre de ce projet.

4.3.2 Méthodologie

La validation de l'application SCADA conçue sur le microréseau du TCE a été réalisée en plusieurs étapes :

La première étape consiste à charger l'application conçue sur l'ordinateur de supervision du TCE. Ensuite, les données configurées (les points programmés) dans le serveur OPC ont été connectées à l'interface SCADA conçue.

Les tests présentés dans ce projet se résument en trois volets : le premier se concentre sur la supervision et le contrôle de l'application conçue. Deux types de tests ont été réalisés dans ce volet. Le premier test consiste à superviser et valider la commande de la génératrice diesel (GD) pour fournir l'électricité à la charge. La GD a été couplée à un émulateur d'un groupe diesel (MGSET) dans l'objectif d'étudier le comportement du GD lors de partage de production de puissance fournie à la charge. Le deuxième test consiste à extraire et analyser les données stockées dans la base de données. La dernière partie porte sur l'étude des alarmes générées par le système SCADA à propos de la disponibilité technique et l'état de fonctionnement des différents équipements.

4.3.3 Résultats et analyses

4.3.3.1 Surveillance et observation

Dans les systèmes isolés, l'avantage d'utiliser un système SCADA réside dans la capacité de surveiller les différentes variables liées à la production et à la consommation d'électricité en temps réel.

À partir de l'interface SCADA conçue, le comportement du MGSET a été supervisé en fonction des variations imposées sur le profil de la charge électrique. Les résultats de ce test sont présentés dans la Figure 64.

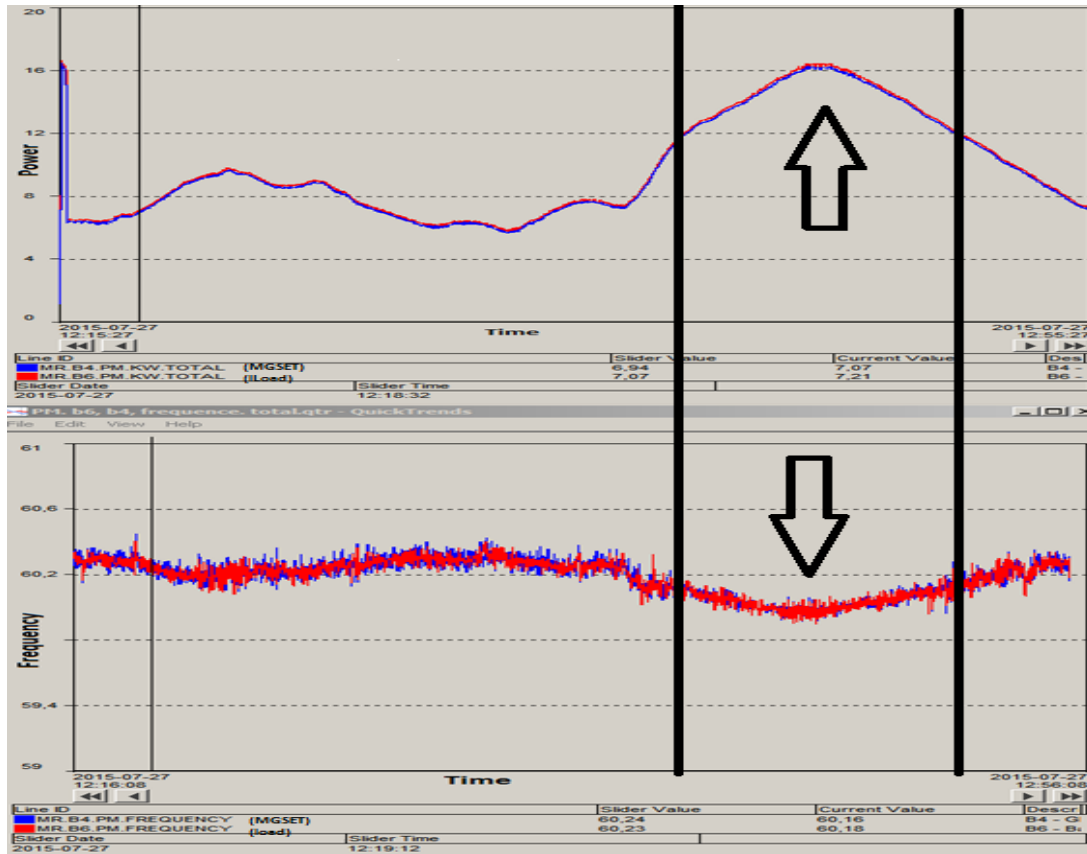


Figure 64 : Comportement du MGSET et du banc de charge

La Figure 64 présente l'évolution de la puissance, de fréquence de la charge et du MGSET en temps réel. Sur la figure supérieure, peuvent être observées les variations de la puissance de consommation et de la production en kilowatts. Sur la figure inférieure, les courbes de variation de fréquence (Hz) du banc de charge et du MGSET sont présentées. La courbe de consommation est présentée en rouge tandis que celle de la production est en bleu.

Cette figure montre que la fréquence diminue lorsque la puissance augmente. Ceci s'explique mécaniquement comme suit : dans le cas d'une diminution de la fréquence, le couple augmente avec la vitesse de rotation du générateur, ce qui a pour effet d'augmenter la puissance. Ainsi, la Figure 64 montre que la fréquence des deux équipements se suit.

Le deuxième test consiste à surveiller le comportement des deux générateurs (MGSET et la génératrice diesel) dans le cas où ils partagent la puissance pour alimenter la charge. Ce test est réalisé en variant à chaque fois la vitesse de rotation (RPM) du MGSET. Le taux de variation de cette vitesse permet de déterminer indirectement le taux de partage de puissance entre les deux générateurs.

De ce fait, pendant une période totale de 5 minutes, nous avons visualisé en temps réel la variation de la puissance active de la production et de consommation des équipements. Le temps total de supervision en temps réel peut être modifié par l'utilisateur de l'application SCADA. La Figure 65 montre les résultats obtenus. La variation de puissance de la charge est présentée par la courbe rouge, la courbe de la production de la puissance MGSET est présentée en bleue et celle de la génératrice diesel est représentée par une courbe noire.

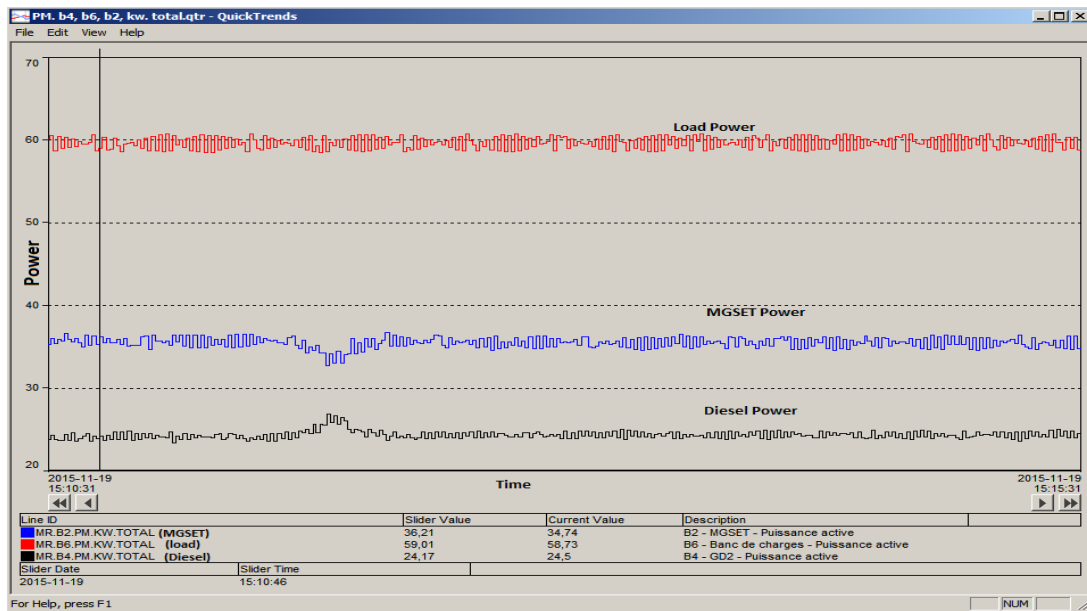


Figure 65 : Variations de puissance active des différents équipements

En outre, on a utilisé la base de données SQL Serveur pour extraire les données enregistrées du test effectué sur une période de temps plus longue. La Figure 66 présente la

variation du comportement de puissance du MGSET en bleu, de la génératrice diesel en noir et de la charge en rouge.

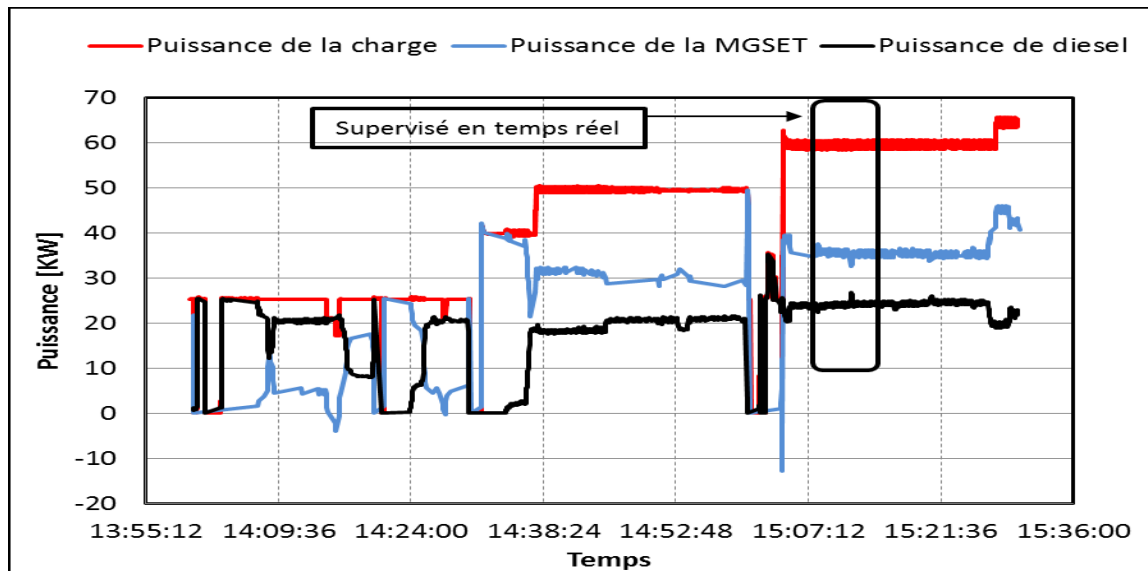


Figure 66 : Variation de la puissance active des différents équipements

Dans cette figure, on observe la variation de partage de puissance de production entre le MGSET et la génératrice diesel, alimentant tous les deux, pour la charge pour une période totale d'une heure et demie. Il peut être observé qu'au début du test, la puissance produite par le diesel est supérieure à celle produite par le MGSET. Cependant, en faisant varier la vitesse de rotation de la génératrice, le partage de puissance commence à se différer et la contribution du MGSET dépassera celle du groupe diesel.

Pour le même test, en utilisant la base de données, on a déterminé la variation de courant des différents équipements (voir Figure 67).

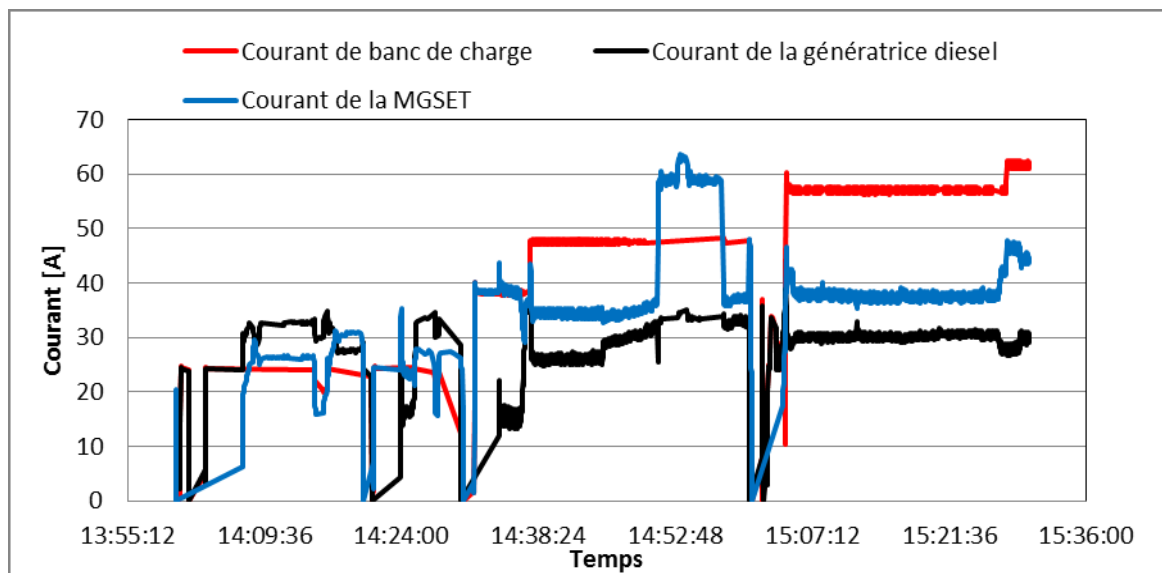


Figure 67 : Variation des courants

En résumé, le système de supervision permet d'analyser le comportement des différents équipements en temps réel ou même après une période passée de fonctionnement bien déterminée. Ces informations peuvent servir à bien comprendre les performances de l'installation et à déterminer, également, les défauts de fonctionnement.

4.3.3.2 Amélioration des performances de production d'énergie du micro-réseau en utilisant le système de supervision SCADA

Dans la section précédente, il a été observé lors du second test, que la partage de puissance entre le groupe diesel et le MGSET alimentant la charge, n'est pas équitable. Ainsi, un contrôle plus avancé de la vitesse de rotation du MGSET permettra d'assurer l'équilibre de production d'énergie entre les deux générateurs. Dans le cadre de ce test, un algorithme de gestion de flux de puissance, agissant spécifiquement sur le MGSET, a été élaboré dans l'objectif de pouvoir assurer un partage de puissance équilibré entre le groupe diesel et le MGSET. Les résultats obtenus sont présentés dans la Figure 68.

La variation de puissance de la charge est présentée en vert; la courbe de la production de puissance du MGSET est présentée en bleue et le diesel en rouge.

Au début, la charge a été fixée à 20 [kW] et elle a été alimentée uniquement par le MGSET. Ensuite, après quelques minutes de fonctionnement, la synchronisation de la génératrice diesel avec le réseau a débuté. De plus, un contrôle sur la vitesse de rotation du MGSET a été appliqué visant l'obtention d'une distribution équitable de puissance entre le groupe diesel et le MGSET selon l'algorithme de partage de puissance déjà élaboré. Durant cette période de test, la charge électrique a également été variée jusqu'à une valeur maximale de 50 [kW] avant de la rebaisser jusqu'à, 25 [kW]. Lors de ce test, trois modes de fonctionnement ont été observés : (1) MGSET seul, (2) partage de puissance entre MGSET et le groupe diesel avec un objectif d'une répartition égale de puissance et (3) diesel seul.

La Figure 68 montre que l'équilibre de partage de puissance entre le MGSET a première distribution d'énergie équitable entre la MGSET et la génératrice diesel a été atteint pour une vitesse de rotation de MGSET de l'ordre de 1810 RPM.

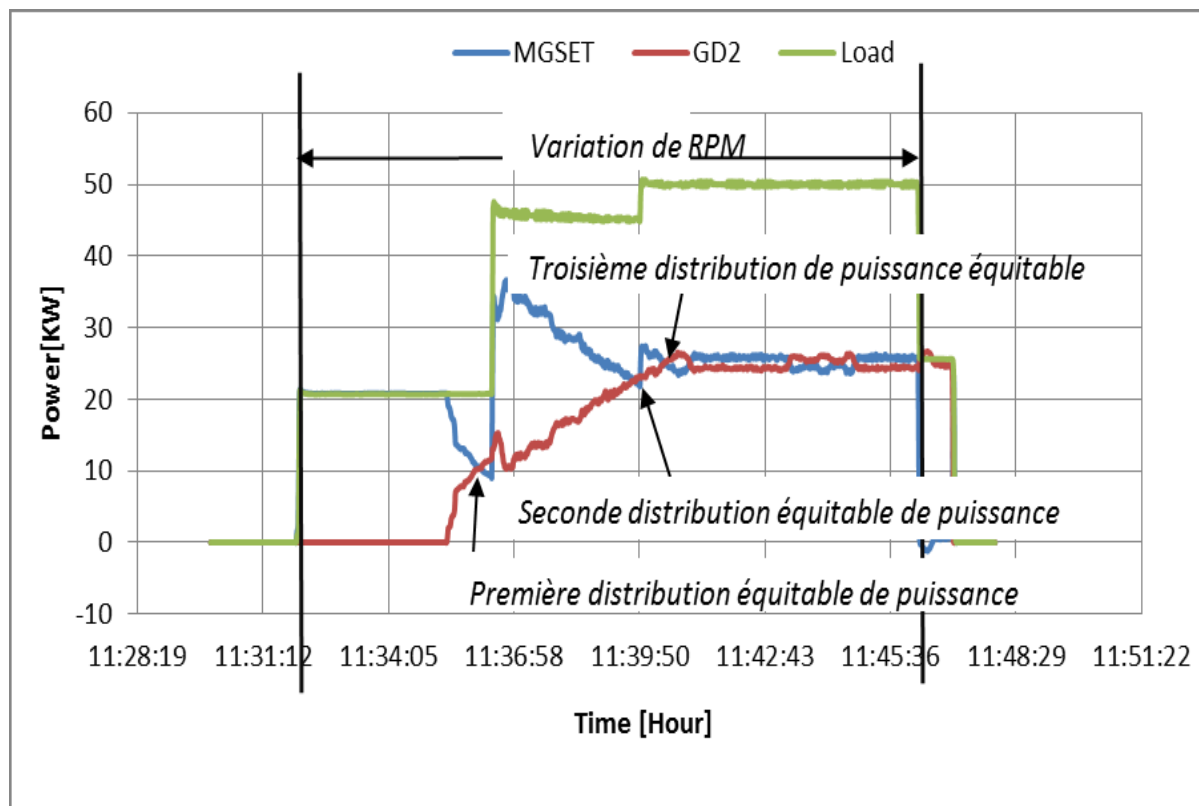


Figure 68 : Distributions équitables de puissance

4.3.3.3 Analyse des Alarmes:

4.3.3.3.1 Alarmes de Diesel

a) 1^{re} étude: Changement brusque de la charge

Le but de ce test est de déterminer l'impact de changement brusque de la charge sur le fonctionnement de la génératrice diesel. Ce test est présenté dans la Figure 69. Les différentes alarmes sont générées pour signaler l'arrêt de la génératrice. Pour assurer la sécurité de la génératrice diesel, des alarmes de fréquence et de tension ont été programmées dans le système SCADA. Ces alarmes ont pour but d'informer l'utilisateur sur l'arrêt immédiat de la génératrice diesel en cas d'anomalie de fonctionnement ou même de non-démarrage.

Le Tableau 10, montre les alarmes de sous-fréquence de la génératrice diesel.

Tableau 10 : Alarmes de sous-fréquence

Points	État	Heure	Message d'alarme	Valeur équivalente en puissance [kW]
MR.B4.DECL.81U	génération d'alarme	13:51:05	Alarme de sous-fréquence	41.04
MR.B4.DECL.81U	Réinitialisation d'alarme	13:51:06	Alarme de sous-fréquence	38.16

Le Tableau 11 montre les alarmes de surtension et sous-tension enregistrées dans la base de données.

Tableau 11 : Alarme de sous-tension et surtension

Points	État	Heure	Message d'alarme	Valeur équivalente en puissance [kW]
MR.B4.DECL.59.27	Génération d'alarme	13:53:07	Alarme de surtension ou sous-tension	34,23
MR.B4.DECL.59.27	Réinitialisation d'alarme	13:53:08	Alarme de surtension ou sous-tension	0
MR.B4.DECL.59.27	Génération d'alarme	13:58:06	Alarme de surtension ou sous-tension	31,58
MR.B4.DECL.59.27	Réinitialisation d'alarme	13:58:07	Alarme de surtension ou sous-tension	25,02

La Figure 69 illustre la courbe de puissance de la génératrice diesel en bleu, et la charge demandée par une courbe rouge.

Cette figure montre que lorsque les différentes alarmes apparaissent, la génératrice diesel s'arrête immédiatement. L'indicateur rouge représente l'alarme générée et l'indicateur vert apparaît seulement lorsque l'alarme s'éteint. Les triangles présentent les alarmes de fréquences, tandis que les carrés sont ceux de tension.

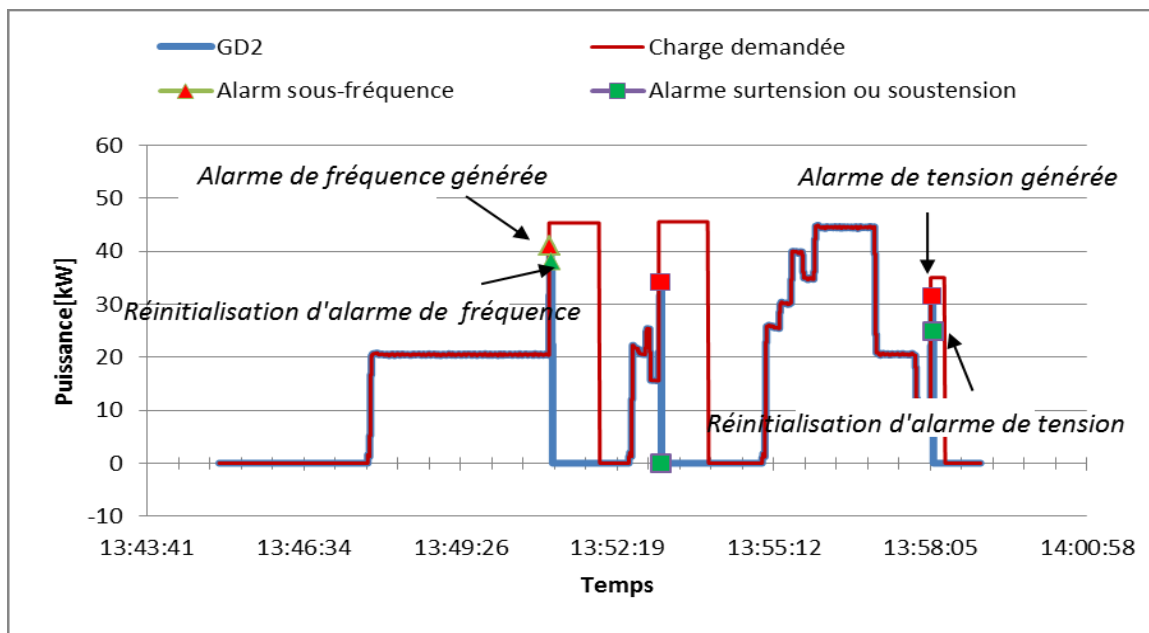


Figure 69 : Courbe de la génératrice diesel

Dans cette figure, les alarmes générées sont liées au changement radical de la charge. En effet, les résultats issus du système SCADA et obtenus lors de ce test montrent que le diesel ne peut pas supporter une variation brusque plus que 15 kW de la charge électrique. Pour pallier à ce défaut, un seuil de limitation de la variation de la charge peut être programmé dans l'algorithme de contrôle permettant ainsi à la génératrice diesel de fonctionner en tout temps sans défauts. Cependant, en utilisant le SCADA, il serait possible d'anticiper les conséquences de ce type d'alarmes, ce qui permettra au contrôleur ou même aux opérateurs du système de prendre des mesures permettant de réduire la fréquence d'arrêt du groupe diesel et d'améliorer le fonctionnement global du système.

b) 2^e étude: Évaluation de l'équipe de maintenance

Dans cette section, plusieurs alarmes dans la base de données ont été examinées. Les alertes affichées dans cette partie sont des alarmes qui ont causé l'arrêt de l'équipement et qui nécessiteront une intervention directe de l'équipe de maintenance. L'analyse de

données a été effectuée selon deux critères : la durée de la réparation et l'indisponibilité de l'équipement.

La base de données du système SCADA fournit suffisamment d'informations sur les alarmes : le moment où l'alarme a été enregistrée, l'état d'alerte et le message d'alarme apparu dans l'interface SCADA.

Un échantillon d'alarmes enregistrées dans la base de données a été étudié. Ce type d'alarmes a été généré lors d'une surtension ou une sous-tension de la génératrice diesel au cours de son démarrage. Le Tableau 12 montre les alarmes enregistrées lors de ce test.

Tableau 12 : Exemple d'alarmes causées par une surtension ou sous-tension de groupe électrogène

Temps	État de l'Alarme	Message de l'alarme
08:52:59	Alarme générée	Alarme de surtension ou sous-tension
09:17:49	Réinitialisation d'alarme	Alarme de surtension ou sous-tension

La Figure 70 montre la variation de la production du diesel. Les alarmes générées sont présentées par la couleur rouge et la suppression de l'alarme est présentée en couleur verte.

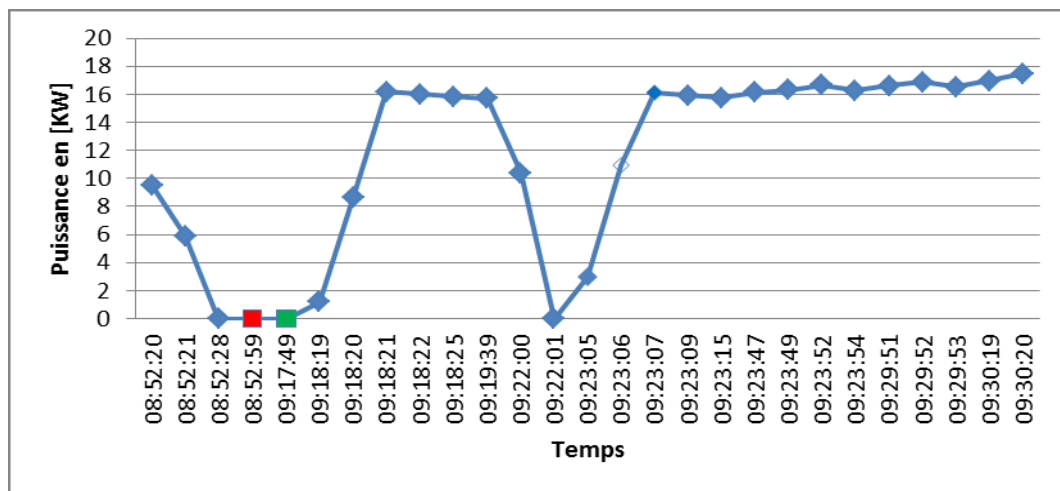


Figure 70 : Variations de puissance de diesel

L'alarme rouge est interprétée comme un dysfonctionnement grave. Pour cela, l'équipe de maintenance est intervenue pour réparer le défaut. La durée de réparation a été évaluée d'environ 25 minutes.

L'analyse de la durée de réparation des défauts permet d'évaluer la qualité de service de l'équipe de la maintenance. Ainsi, c'est un outil efficace qui offre au gestionnaire une prise de décision optimale au niveau financier et stratégique.

4.3.3.3.2 Alarmes du MGSET

Dans ce cas, le comportement de fonctionnement du MGSET lors de l'alimentation de la charge a été étudié.

La tension nominale du MGSET est de 600 [V] et la fréquence est de 60 [Hz]. Dans ce test, deux types d'alarmes (alarme de tension et alarme de fréquence) ont été générées par l'interface SCADA CIMPLICITY afin de les enregistrer dans la base de données SQL Serveur.

a) 1^{er} étude : Alarmes de tension

Lorsque la tension dépasse une marge de 60V par rapport à la valeur nominale de MGSET, une alarme se génère. Elle indique l'arrêt du système et l'ouverture du disjoncteur. Le Tableau 13 montre l'apparition des alarmes correspondantes.

Tableau 13 : Alarmes de tensions archivées dans la base de données

Temps	Valeurs (V)
14:24:37	503,32
14:31:35	0
14:38:02	665,43
14:39:21	529,4
14:41:32	515,24
14:57:18	0
15:45:03	499,45

Le second type des alarmes générées pour le même test indique une mauvaise qualité d'onde du MGSET, où les valeurs de la tension générée par le MGSET sont autour de sa valeur nominale de 600V.

Tableau 14 : Alarmes de tension qui ne provoquent pas l'arrêt du MGSET

Temps	Valeurs (V)
14:22:39	586,55
14:30:17	645,65
14:31:34	567,28
14:38:51	634,43
14:40:27	652,21
14:56:44	612,77
14:57:17	574,37
15:44:34	568,45

15:45:02	590,6
----------	-------

Le Tableau 14 montre les valeurs et le temps relatif d'alarmes lorsque ces dernières sont produits. Ces alarmes correspondent aux perturbations de la tension. Par conséquent, elles ne provoquent pas l'arrêt du MGSET et elles sont interprétées comme une perturbation dans le réseau.

La Figure 71 présente la courbe de variation de tension du MGSET. Les alarmes de la perturbation de la tension sont présentées en jaune et les alarmes qui dépassent l'intervalle [540V-660V] sont présentées en rouge.

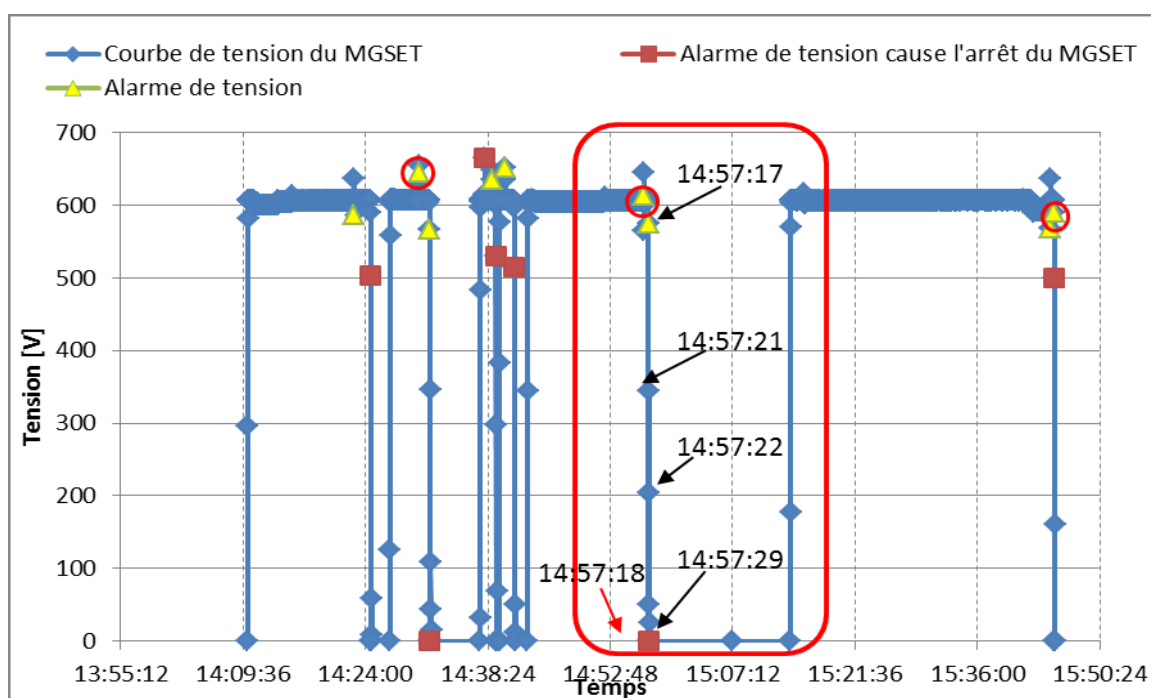


Figure 71 : Variations de la tension du MGSET

La Figure 71 montre qu'avant chaque arrêt, un événement de perturbation de tension de couleur jaune apparaît. Ainsi, lorsque la tension dépasse l'intervalle de sécurité une alarme rouge apparaît et le système s'arrête.

Le cercle rouge souligne une chronologie d'évènements des alarmes générée par le système SCADA. Pour ce test, on considère que ce système a généré une quantité considérable d'alarmes. Comme le montre ce scénario, un total de seize alarmes a été généré. Dans ce nombre entier, on trouve certaines mauvaises ou redondantes alarmes qui peuvent être présentées ; dans ce cas elles sont cerclées en rouge.

b) 2e étude : Alarmes de fréquence

Une alarme de sous-fréquence a été programmée dans le système SCADA permettant d'informer l'opérateur sur les états critiques du MGSET. Lorsque la fréquence est inférieure à 57 [Hz], une alarme se déclenche et informe l'opérateur sur l'arrêt immédiat du MGSET (voir Tableau 15).

Tableau 15 : Alarme de sous-fréquence du MGSET

Temps	Fréquence (Hz)
14:24:36	51,71
14:31:34	48,23
14:39:21	45,93
14:41:32	45,01
14:57:17	48,94
15:45:02	43,83

La Figure 72 montre un graphique de la variation de fréquence MGSET dont les alarmes sont colorées en rouge.

4.4 CONCLUSION

Ce chapitre nous a permis de concevoir une interface graphique spécifique pour l'architecture de production électrique choisie. L'interface homme-machine conçue permettra à l'opérateur d'obtenir plusieurs paramètres d'observation et de gestion de l'installation du site. Nous avons réalisé à l'aide de cette interface certains tests comme celle portant sur l'impact d'une variation brusque de la charge sur le comportement de la génératrice diesel ainsi que les difficultés rencontrées lors de la partage de puissance entre le groupe diesel et le MGSET. Ces tests ont permis de valider la fiabilité de l'application SCADA conçue en matière de supervision et suivi de performances. Ces tests ont permis d'élaborer une série d'actions visant l'amélioration du fonctionnement du système de production électrique.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Le système de supervision et de contrôle (SCADA) peut gérer en temps réel et à tout moment un grand nombre d'informations qui sont disponibles dans une installation, afin d'assurer le suivi et l'acquisition de ces paramètres dans une base de données.

Dans ce contexte, le travail de recherche présenté dans ce mémoire ayant pour but de concevoir un système SCADA spécifique d'un microréseau pour un site isolé. Ce dernier est alimenté par un système hybride qui est composé par des sources d'énergies renouvelables et non renouvelables.

L'atteinte des objectifs du présent projet a passé à travers la réalisation des étapes suivantes :

- Une investigation sur les systèmes et les technologies de supervision ;
- Un choix du logiciel et de l'architecture de communication du système SCADA ;
- Un développement de l'application IHM du SCADA ;

En raison des avantages techniques et économiques, l'architecture de communication du système SCADA choisi est basée sur l'utilisation du serveur OPC. Le choix de cette architecture est compatible avec le logiciel Interface Homme Machine « CIMPLICITY » développée par General Electric (GE).

L'application conçue a pour rôle de superviser et de contrôler un système hybride éolien-diesel-solaire avec stockage.

Dans ce projet, il a été démontré que le système SCADA est un outil nécessaire pour gérer tout un système automatisé. En effet, les principaux avantages que ce système propose sont en termes de sécurité personnelle et matérielle, efficacité, gestion, amélioration de la performance et fiabilité du microréseau.

Une partie de l'application SCADA conçue dans le cadre de ce projet a été validée sur le microréseau du TechnoCentre éolien situé à Rivière-au-Renard. Cette validation a permis de déterminer l'efficacité et les bénéfices de l'architecture basée sur l'utilisation du serveur OPC, surtout en termes d'adaptabilité, de rapidité, des quantités de données à traiter ainsi que la mise en marche du système. Les tests réalisés furent de commander à distance certaines fonctions de l'application notamment l'ouverture et la fermeture des contacteurs, la mise en marche et l'arrêt de génératrice diesel afin d'archiver les données des différents équipements traités. Le but des tests réalisés est divisé en deux parties. Premièrement, il s'agit d'assurer la supervision et le contrôle en temps réel. Deuxièmement, il s'agit de comprendre et d'améliorer le système en analysant les données sauvegardées.

Les tests expérimentaux ont révélé qu'un tel système de production d'énergie nécessite l'utilisation d'un outil de supervision, de contrôle et d'acquisition des données « SCADA ». Précisément, il détecte les défauts de fonctionnement, ce qui permettra à l'opérateur d'améliorer la gestion de la maintenance dans l'objectif d'augmenter la disponibilité du système.

Travaux futurs

Ce mémoire encourage l'utilisation d'un système SCADA qui a pour objectif de superviser les technologies hybrides qui alimentent les sites isolés. L'interface SCADA permet de résoudre certaines problématiques liées aux systèmes hybrides notamment les problèmes techniques entre l'utilisateur et les équipements. L'application conçue comporte certaines limites, notamment la détection et la réparation de toutes les anomalies à distance.

Aussi, la validation expérimentale effectuée dans le cadre de ce projet ne tient pas compte de certaines données comme les paramètres des panneaux solaires et des éoliennes. Ceci est dû aux contraintes d'accès et d'utilisation de ces équipements sur le site expérimental du TechnoCentre éolien. Cependant, la validation de la totalité de

l'application peut être réalisée dans le cadre de prochains travaux. Ceci peut comporter, entre autres :

- la validation d'un algorithme de gestion pour la totalité du système ;
- la validation de l'intégration du système de sources d'énergies renouvelables ;
- la détermination du taux de pénétration des sources renouvelable et leur impact sur la stabilité du réseau ;
- la détermination de la qualité d'onde due à l'intégration des sources d'énergies renouvelables ;
- la réalisation d'une étude statistique approfondie sur les données enregistrées par le système SCADA comme l'utilisation de la méthode PARETO ;
- la validation d'une nouvelle architecture SCADA et comparaison avec une architecture basée sur le serveur OPC ;
- la conception d'une même architecture SCADA utilisant un autre type de logiciel ;

ANNEXE

Programme de commande de la génératrice :

Pour le démarrage

Sub CommandeGD2

If Not (pointget("\\SCADARAED\\MR.B4.REM.START")="") Then

On Error GoTo erreur

If (pointget("\\SCADARAED\\MR.B4.REM.START")= "ARRET") Then

r% = AnswerBox("Voulez-vous vraiment démarrer la génératrice
GD2?", "Démarrer", "Annuler")

Select Case r%

Case 1

pointset("\\SCADARAED\\MR.B4.REM.START", "MARCHE")

Case 2

MsgBox "La commande est annulée"

End Select

End If

erreur :

If Err > 0 Then

MsgBox Error (Err)

Msgbox"Erreur!"

End If

End If

EndSub

Pour l'arrêt :

Sub CommandeGD2

If Not(pointget("\\SCADARAED\MR.B4.REM.START")="") Then

On Error GoTo erreur

If (pointget("\\SCADARAED\MR.B4.REM.START")=
"MARCHE") Then

r% = AnswerBox("Voulez-vous vraiment Arrêter la génératrice
GD2?", "Arrêter", "Annuler")

Select Case r%

Case 1

pointset("\\SCADARAED\MR.B4.REM.START", "ARRET"

Case 2

MsgBox "La commande est annulée"

End Select

End If

erreur :

If Err > 0 Then

MsgBox Error (Err)

Msgbox"Erreur!"

End If

End If

End Sub

Programme pour assurer la commande du contacteur :

Pour fermer

Sub Commandecontacteur

If Not(pointget("\\SCADARAED\MR.B4.CMD.MODE.SYNCH") = "") Then

On Error GoTo erreur

If (pointget("\\SCADARAED\MR.B4.CMD.MODE.SYNCH") = TRUE) Then

r% = AnswerBox("Voulez-vous autoriser l'intégration des générateurs diesel dans le réseau?", "Oui", "Annuler")

Select Case r%

Case 1

pointset"\\SCADARAED\MR.B4.CMD.MODE.SYNCH",1

MsgBox "La commande a été envoyée avec succès"

Case 2

MsgBox "La commande a été annulée"

End Select

Else

MsgBox "Vérifier le point de commande de synchronisation est en etat
false"

End If

End If

erreur:

If Err > 0 Then

MsgBox Error(Err)

MsgBox "Erreur!"

End If

End Sub

Pour ouvrir le contacteur

Sub Commandecontacteur

If Not (pointget("\\SCADARAED\MR.B4.CMD.MODE.SYNCH") = "")

Then

On Error GoTo erreur

r% = AnswerBox("Voulez-vous désactiver l'autorisation de
l'intégration de générateur diesel dans le réseau?", "Oui", "Annuler")

Select Case r%

Case 1

pointset"\\SCADARAED\MR.B4.CMD.MODE.SYNCH",0

MsgBox "La commande a été envoyée avec succès"

Case 2

MsgBox "La commande a été annulée"

End Select

erreur:

If Err > 0 Then

MsgBox Error(Err)

MsgBox "Erreur!"

End If

End If

End Sub

Programme pour assurer la commander le contacteur de la charge:

Sub Actioncontacteur

If Not(pointget("\\SCADARAED\\MR.B6.CMD.CHARGE.C1") = "") Then

On Error GoTo erreur

If(pointget("\\SCADARAED\\MR.B6.CMD.CHARGE.C1") = TRUE) Then

r% = answerbox("Voulez-vous ouvrir le contacteur?", "Oui", "Annuler")

Select Case r%

Case 1

pointset "\\SCADARAED\\MR.B6.CMD.CHARGE.C1", 0

Msgbox "Le contacteur est maintenant ouvert"

Case 2

Msgbox "La commande a été annulée"

End Select

Else

r% = answerbox("Voulez-vous fermer le contacteur?", "Oui", "Annuler")

Select Case r%

Case 1

pointset "\\SCADARAED\\MR.B6.CMD.CHARGE.C1", 1

Msgbox "Le contacteur est maintenant fermé"

Case 2

Msgbox "La commande a été annulée"

End Select

End If

erreur:

If Err > 0 Then

MsgBox Error(Err)

MsgBox "Erreur!"

End If

End If

End Sub

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. eolien.qc.ca
2. **Engineering, S.** *Etude général des questions énergétiques, dans les collectivités éloignées du Canada. Préparé pour le programme de démonstration dans les collectivités éloignées. Energie, Mines et Ressources Canada.* s.l. : Énergie, Mines et Ressources Canada, Mars 1985.
3. **Ibrahim, H., Ilinca, A., Rousse, D., Dutil, Y., & Perron, J.** *Analyse des systèmes de génération d'électricité pour les sites isolés basés sur l'utilisation du stockage d'air comprimé en hybridation avec un jumelage éolien-diesel. In Conférence Franconphone sur l'Éco-conception en Génie Électrique.* s.l. : ConFrEGE, Mai 2012, Vol. p. 28-30.
4. <http://www.statcan.gc.ca/tables-Tableaux/sum-som/l02/cst01/demo02a-fra.htm>. vue 2015.
5. **El-Fouly, T., Dignard-Bayley, L., Wrong, S., Benton, D., Cullen, B., Dennis, G., Wrinch, M., Iancicello, C., Pape-Salmon, A.,** *Le premier micro-réseau intelligent isolé au Canada: Hayley Bay, C-B*
6. **CanmetÉNERGIE,** *Etat de la situation des collectivités éloignées/ hors réseau au Canada.* s.l. : Août 2011.
7. **Pierre Rivard.** *LE JUMELAGE ÉOLIEN-MICRO GNL: UNE SOLUTION ÉNERGÉTIQUE POUR DÉSSERVIR LES SITES ÉLOIGNÉS ET LES RÉSEAUX AUTONOMES.* SEPTEMBRE 2013.
8. **Canada, association minière du Canada.** *Faits et chiffres de l'industrie Minière Canadienne 2014.*
9. *Hydro-Québec- Réseaux autonomes, portrait d'ensemble et perspectives d'avenir.* 2011.

10. <http://www.journaldunet.com/economie/magazine/enquete/argent-public-combien-coute-a-l-etat/combien-coute-un-kilometre-de-ligne-a-haute-tension-2-1-millions.shtml>
11. **IBRAHIM, H.***Etude et conception d'un générateur hybride d'électricité de type éolien-diesel avec élément de stockage d'air comprimé.* s.l. : Université du Québec à Chicoutimi, 2010.
12. **Hussein Ibrahim ; Adrian Ilinca ; Rafic Younes ; Jean Perron ; Tammam Basbous**"Study of a Hybrid Wind-Diesel System with Compressed Air Energy Storage",Electrical Power Conference, 2007. EPC 2007. IEEE Canada
13. **H Ibrahim, A Ilinca, J Perron** - Rapport interne"Moteur diesel suralimenté, bases et calculs, cycles réel, théorique et thermodynamique",2006
14. **FORCIONE, A.***Système jumelé éolien-diesel aux Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules) – Établissement de la VAN optimale, Institut de Recherche, Hydro-Québec.* Février 2004.
15. **Demers, M.***Développement d'une méthodologie d'optimisation de la maintenance par la fiabilité pour les sytsèmes complexes: Application à un groupe électrogène diesel de secours.* Août 1998.
16. **Secretariat, NWT Energy.** *Towards an Energy Strategy for the NWT – A Discussion Paper”, Government of the Northwest Territories, Department of Resources, Wildlife and Economic Development Energy Secretariat, Yellowknife, Canada.* 2003.
17. **Philip Raphals, S.K., Martin Tampier,***Technologies permettant de réduire l'utilisation du diesel dans les territoires des réseaux autonomes d'Hydro-Québec..* 15 mai 2006.
18. **Moussa, A.K., M. Belhamel.***Evaluation des Performances d'un Système Hybride de Production d'Electricité Fourniture d'énergie électrique sans interruption au moyen d'un système hybride.* S. 1999.

19. **Vaughn C. Nelson, K.L.S., Robert E. Foster, R. Nolon Clark, Deon.,** *Wind hybrid systems technology characterization, West Texas AM University– AEI, New Mexico State University – SWTDI, USDA– ARS Bushland, Vista University.* May 2002.
20. **J. G. McGowan., J.F.M.** *Hybrid/PV/Diesel system experiences ,Renewable Energy.* 1999.
21. Michel A.Dugay "Les ressources d'énergie éolienne et solaire au Québec"
22. **Baring-Gould, L.F., P. Lundsager.,** *Worlwide status of wind-diesel applications, Pre-Workshop Wind-Diesel. E. Ian Alaska : s.n., 2004.*
23. **Basbous, T.** *Hybridation pneumatique d'un moteur Diesel en vue de son utilisation dans un Système Hybride Éolien-Diesel avec Stockage d'Énergie sous forme d'Air Comprime.* s.l. : Université du Québec à Chicoutimi, 2013.
24. **H.Ibrahim, A.I., J.Perron.** *Investigations des différentes alternatives renouvelables et hybrides pour l'électrification des sites isolés.* Septembre 2008.
25. **SM. Shaahid, M.E.** *Opportunities for utilization of stand-alone hybrid (photovoltaic+diesel+battery) power systems in hot climates.* 2003.
26. **M.K. Deshumkh, S.S.D.** *Modeling of hybrid renewable energy systems. Renewable & sustainable energy reviews.* July 2006.
27. **C.Alonso, J.A., C. Andrieu, S.Addtier, J.Bonal.** *l'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables.* Paris : ECRN,ISBN:2-912154-0801, 2002.
28. **M.Huart.** *Guide des énergies renouvelables.* s.l. : Association pour la promotion des Énergies Renouvelables, Ministère de la région Wallonne éditeur, 1994.
29. **J.Muller, R.D.** *Conversion photovoltaïque. Club CRIN.* 2002.
30. **CanSIA.** *Vision du solaire 2025 Association des industries solaires du Canada.* Décembre 2010.
31. **Roman Buss,** Renewables Academy (RENAC) AG Voyage d'affaires de la CCI allemande „Energies renouvelables pour la consommation propre dans l'industrie“, "Aperçu du marché des énergies renouvelables en Allemagne en 2013",Casablanca, Maroc le 25 novembre 2014

32. **Hydro-Québec.**<http://www.hydroquebec.com/developpement-durable/centre-documentation/energie-solaire.html>. 2014.
33. <http://www.hydroquebec.com/developpement-durable/centre-documentation/energie-solaire.html>
34. <http://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/l-avenir-de-l-energie-eolienne>. . Octobre 2015.
35. **Global Wind Statistics.** *Énergie éolienne, Global Wind Energy Council (GWEC)*. Octobre 2015.
36. <http://www.suisse-eole.ch/fr/energie-eolienne/statistiques/>. vue 2015.
37. **chabour, H.***Développement d'un de gestion intelligente de l'énergie thermique et pneumatique pou un système hybride éolien-diesel-air comprimé*. 2015.
38. **Ibrahim, H., A. Ilinca, and J. Perron.***Energy storage systems—characteristics and comparisons. Renewable and sustainable energy reviews*. 2008, Vol. p. 1221-1250.
39. **IBRAHIM, H., et al.***Investigation des diverses options de stockage d'énergie face à l'intégration des parcs éoliens dans les réseaux. in 1ère Conférence Franco-Syrienne sur les énergies renouvelables*.
40. **Enea consulting** *Le stockage d'énergie: Enjeux, solutions techniques et opportunités de valorisation..* Mars 2012.
41. <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Le-stockage-massif-de-l-energie/Les-technologies-actuelles-de-stockage-et-leur-etat-de-maturite>. Vue Octobre2015.
42. **Ibrahim, H., A. Ilinca, and J. Perron.** *Comparison and analysis of different energy storage techniques based on their performance index*. IEEE Canada : in Electrical Power Conference, 2007.
43. **Ibrahim, H. and A. Ilinca.***Techno-economic analysis of different energy storage technologies*. s.l. : INTECH Open Access Publisher, 2013.
44. **Linden, D.***Handbook of batteries. in Fuel and Energy Abstracts*. 1995.

45. <http://www.saftbatteries.com/fr/solutions-du-marche/stockage-denergie-et-energies-renouvelables>. Septembre 2015.
46. **J.B. Copettu, E.L., F.Chenlo,***A General Battery Model For PV System Simulation. Progress in Pltaihotovocs Academic Press.* 1975.
47. <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/caes-stockage-par-air-comprime>. 02 décembre 2013.
48. www.electricitystorage.org.
49. **Bouffaron, F.***Co-spécification système exécutable basée sur des modèles- Application à la conduite interactive d'un procédé industriel critique.* s.l. : Université de Lorraine, 2016.
50. **Allot, p.** *SCADA et MES : les vérités qui dérangent.* octobre 2015.
51. **D.Telecom.***SCADA Tutorial: A fast Introduction to SCADA Fundamentals and Implementation.* 8 Août 2011.
52. **Michel, D.***SNCC SCADA MES Vecteurs d'intégration.* 6 juin 2013.
53. **BELBACHIR D., HASSAM A.,TRACHE M., HOUBAD Y.,***Supervision et commande de la vitesse de rotation du turbo générateur par le système DCS.* s.l. : International Conference on Integrated Design and Production, December 2015.
54. **Morsi I., Mohy El-Din L.,***SCADA system for oil refinery control.* s.l. : Original Research Article, Measurement, January 2014.
55. **Ktata, R.***Conduite et Supervision Industrielle.* 2014.
56. **Boyer, SA.***SCADA: supervisory control and data acquisition.* 2009.
57. **WILLOWGLEN.***Best Practices for SCADA – Alarm Management.* 2015.
58. **Communication Technologies, Inc.***Three generations of SCADA system architectures. Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Systems.*
59. **R.Krutz, Ronald.***Securing SCADA systems.* 2005.
60. <https://www.netissime.com/blog/pourquoi-choisir-un-cloud-au-lieu-vps-classique/>. 2015.
61. <http://www.httr.ups-tlse.fr/pedagogie/cours/intro/archi.htm>.

62. **Télé-université** *PROTOCOLES ET ARCHITECTURES.*. Septembre 1999 .
63. *Simply Modbus.* 2015.
64. <http://www.simplymodbus.ca/FAQ.htm>.
65. **Morris, T., R. Vaughn, and Y. Dandass.** *A retrofit network intrusion detection system for MODBUS RTU and ASCII industrial control systems. in System Science (HICSS).* s.l. : 45th Hawaii International Conference IEEE, 2012.
66. *Modbus Protocol.* January 2000.
67. <http://www.simplymodbus.ca/TCP.htm>.
68. **Swales, A.** *Open Modbus/TCP Specification.* Schneider Electric. 1999.
69. <http://www.profibus.com/>.
70. **Belai, I. and P. Drahoš.** *The industrial communication systems Profibus and PROFINet.* s.l. : Applied Natural Sciences, 2009.
71. **Gordon C., Deon R.,** *Practical Modern SCADA Protocols: DNP3, 60870.5 and Related Systems.*. 2004.
72. **Liao Zeyou, Cai Yunqing.** *EXPERIENCE OF USING IEC 60870-5-103 AND IEC 60870-5-104 TRANSMISSION PROTOCOLS.* 2004.
73. <http://fr.wingwit.com/Hardware/computer-peripherals/15628.html#.VS7L9EeG9W4>.
74. **Automation, R.** *Technical Capabilities of the DF1 Half-Duplex Protocol.* Mars 2001.
75. <http://www.ab.com/en/epub/catalogs/12762/2181376/214372/1535907/3404063/>.
76. **S. Thomas, P.K., K. Chandna.** *Design, Development, and Commissioning of a Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Laboratory for Research and Training.* s.l. : IEEE Transactions On Power Systems, Août 2004.
77. **Bailey, D. and E. Wright.,** *Practical SCADA for industry.* 2003.
78. <http://w3.siemens.com/mcms/human-machine-interface/en/visualization-software/scada/pages/default.aspx>.

79. <http://static.schneider-electric.us/docs/Automation%20Products/IHM-Scada%20Software/Vijeo%20Look/DIA5ED1040206EN.pdf>.
80. <http://www.engineer-and-technician.com/how-to-program-rsview32/>.
81. <http://www.ordinal.fr/fr/mesbox-scada.htm>.
82. https://crirou.files.wordpress.com/2012/11/supervision_pcvue.pdf.
83. <http://pdf.directindustry.fr/pdf/wonderware/wonderware-intouch2012/33737-329597.html#open>.
84. http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/1140_VisualTD/B114007016.pdf.
85. <http://www.geautomation.com/products/proficy-hmiscada-ifix>.
86. <http://www.CIMPLICITYsoftware.com/>.
87. <http://www.engineerlive.com/content/IHM-scada-can-be-accessed-remotely-any-web-browser-or-smart-device>.
88. *Intelligent, G., Proficy* CIMPLICITY 8.2. 1995-2011.*
89. **Rezkallah, Miloud.** *Rapport d'avancement pour projet camp Esker* . avril 2015.
90. **GONZAGA, A.,** *LES AUTOMATES PROGRAMMABLES INDUSTRIELS.* 2004.
91. <http://www.technologuepro.com/cours-automate-programmable-industriel/Les-automates-programmables-industriels-API.htm>.
92. **Patricia, JARGOT Ar.** *Langages de programmation pour API.* 1999.
93. **BRUN, Philippe LE.** *Automates programmables industriels.* Décembre 1999.
94. **coll, Georges Asch et.** *Les capteurs en instrumentation industrielle.* s.l. : 7^{ém} édition, 2010.
95. **Allen-Bradley.** *PowerMonitor 1000.* juillet 2015.
96. **ComAp.** *Alimentez le monde avec ComAp.* 2014.
97. *Utiliser Access Ou Excel pour gérer vos données.* Vue janvier2016 : s.n.

98. **Malherbe, F.**, *Excel et les bases de données*.
99. **Gabillaut, Jérôme**. *SQL serveur 2000 Administration*. 2003.
100. <http://www.developpez.net/forums/d611345/bases-donnees/oracle/avantages-inconvenients-d-oracle/>. Mars 2016.
101. **GE, Faunauc Automation**. *Cimplicity monitoring and control products*. 2001.
102. **BONNET, Pierre**. *LIAISON DDE*. 2011.
103. **Condemine, Michel**. *Introduction OPC*.
104. **OPC FOUNDATION**. *What is OPC?*
105. **Triangle MicroWorks, Inc.** . *Modbus and DNP3 Communication Protocols* .
106. **Multitrode**. *Benefits of a Modern SCADA Protocol*. Novembre 2007.
107. **R. Debibi, H. Ibrahim, K. Belmokhtar, A. Ilinca, D. Rousse, A. Chandra, D. Ramdenee, A Ben Arfi**. *Analysis of a Micro-Grid Behavior by a Supervisory Control And Data Acquisition System- Experimental Validation*. 29th annual IEEE Canadian conference on electrical and computer engineering. Vancouver, Canada, 15-18 May, 2016

